

Der Open-Access-Publikationsserver der ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
The Open Access Publication Server of the ZBW – Leibniz Information Centre for Economics

Kumkar, Lars

Working Paper

Wettbewerb im Stromsektor der USA II: Re-Regulierung der Einzelhandelsebene im Bundesstaat Kalifornien

Kiel Working Papers, No. 739

Provided in cooperation with:

Institut für Weltwirtschaft (IfW)

Suggested citation: Kumkar, Lars (1996) : Wettbewerb im Stromsektor der USA II: Re-Regulierung der Einzelhandelsebene im Bundesstaat Kalifornien, Kiel Working Papers, No. 739, <http://hdl.handle.net/10419/46863>

Nutzungsbedingungen:

Die ZBW räumt Ihnen als Nutzerin/Nutzer das unentgeltliche, räumlich unbeschränkte und zeitlich auf die Dauer des Schutzrechts beschränkte einfache Recht ein, das ausgewählte Werk im Rahmen der unter

→ <http://www.econstor.eu/dspace/Nutzungsbedingungen> nachzulesenden vollständigen Nutzungsbedingungen zu vervielfältigen, mit denen die Nutzerin/der Nutzer sich durch die erste Nutzung einverstanden erklärt.

Terms of use:

The ZBW grants you, the user, the non-exclusive right to use the selected work free of charge, territorially unrestricted and within the time limit of the term of the property rights according to the terms specified at

→ <http://www.econstor.eu/dspace/Nutzungsbedingungen>
By the first use of the selected work the user agrees and declares to comply with these terms of use.

Kieler Arbeitspapiere

Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 739

Wettbewerb im Stromsektor der USA

**II: Re-Regulierung der Einzelhandelsebene
im Bundesstaat Kalifornien**

von

Lars Kumkar



Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel
The Kiel Institute of World Economics

ISSN 0342 - 0787

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 739
Wettbewerb im Stromsektor der USA
II: Re-Regulierung der Einzelhandelsebene
im Bundesstaat Kalifornien

von
Lars Kumkar

Mai 1996

Arbs 0 7 (739)



Für Inhalt und Verteilung der Kieler Arbeitspapiere ist der jeweilige Autor verantwortlich, nicht das Institut. Da es sich um Manuskripte in einer vorläufigen Fassung handelt, wird gebeten, sich mit Anregung und Kritik direkt an den Autor zu wenden und etwaige Zitate vorher mit ihm abzustimmen

692928

Zusammenfassung

Gegenstand des Beitrages sind die Umstrukturierungen der Stromwirtschaft in Kalifornien. Im Gefolge der Entwicklungen auf der Bundesebene – dem Energy Policy Act von 1992 und der neueren Politik der Federal Energy Regulatory Commission – hat die kalifornische Regulierungskommission Maßnahmen zur Öffnung des Groß- und Einzelhandels mit Strom eingeleitet. Die Etablierung eines offenen Großhandelsmarktes und die Einführung eines Common Carrier-Modells im Bereich der Übertragungs- und Verteilungsnetze bieten Chancen dafür, daß die Stromversorgung stärker an Effizienzkriterien ausgerichtet wird. Erhofft wird eine Senkung der vergleichsweise hohen Strompreise in Kalifornien. Nach einer Analyse der bisherigen Struktur der Stromversorgung werden die einzelnen wettbewerblichen Reformschritte untersucht sowie Schlußfolgerungen zur weiteren Entwicklung der Stromwirtschaft in Kalifornien gezogen.

JEL Classification: L4, L5, L9

Gliederung	ii
Abbildungsverzeichnis	v
Übersichtsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis	v
Abkürzungsverzeichnis	vi

Gliederung

1 Wettbewerb um wen ?	1
2 Ursachen der Reformbestrebungen	4
2.1 Die derzeitigen Regulierungsinstanzen	4
2.2 Strukturelle Aspekte der Stromversorgung	7
2.2.1 Primärenergien: Großer Anteil der regenerativen Energien	8
2.2.2 Eigentümerstruktur: Dominanz der drei großen Privatunternehmen bei der Endversorgung	11
2.2.3 Unabhängige Stromerzeugung: Zunehmende Bedeutung	14
2.3 Strompreise: Im Bundesvergleich oben	18
3 Erste Reformansätze	25
3.1 Die grundsätzliche Fragestellung: Ausschreibungswettbewerb, spezifische Durchleitungsrechte, Common Carrier oder Poolmodell ?	27
3.2 Schritte vor der Stellungnahme von 1994	33
3.3 Die Stellungnahme von 1994: Die Vorentscheidung	35
3.4 Reaktionen	38
3.4.1 Die Reaktion des kalifornischen Parlaments	38
3.4.2 Bericht der Arbeitsgruppe	39
3.4.3 Die Diskussion um verschiedene Marktmodelle	40
3.5 Ein erstes Zwischenfazit	42
3.6 Die Vorschläge vom Mai 1995: Pflichtpool vs. Common Carrier	44
3.6.1 Der Mehrheitsvorschlag: Ein Pflichtpool für die privaten Unternehmen	45
3.6.2 Der Minderheitsvorschlag: Ein Common Carrier-Modell	48
3.7 Ein zweites Zwischenfazit	50

4 Die endgültige Entscheidung vom Dezember 1995	52
4.1 Neue Marktinstitutionen	52
4.1.1 Der unabhängige Systembetreiber (ISO)	54
4.1.2 Die Strombörse	57
4.1.3 Zur Trennung von ISO und Börse	59
4.1.4 Direkte bilaterale Verträge	60
4.1.5 Zusammenspiel zwischen ISO, Börse und Direktverträgen	61
4.2 Investitionen in Übertragungskapazität	64
4.3 Verbleibende Regulierung und Überwachung der Unternehmen	64
4.3.1 Entflechtung der integrierten Unternehmen	65
4.3.2 Stromerzeugung	66
4.3.3 Stromübertragung	68
4.3.4 Stromverteilung und Verkauf an Endabnehmer	68
4.4 Die lokalen öffentlichen Unternehmen in der Umstrukturierung	69
4.5 Übergangsprobleme: Die Competition Transition Charge	71
5 Die kalifornische Stromwirtschaft zwischen Regulierung und Wettbewerb	74
5.1 Zur zukünftigen Rolle der Regulierungskommissionen	74
5.1.1 Energiekommission	74
5.1.2 Kalifornische Regulierungskommission	75
5.1.3 Federal Energy Regulatory Commission	77
5.2 Zur Teilnahmepflicht an der Strombörse	78
5.3 Zu den erwarteten Auswirkungen der Reformen auf die Strompreise	81
6 Fazit	84
Anhang A: Netznutzungsplanung und -koordinierung durch den ISO gemäß der Entscheidung vom Dezember 1995	87
Anhang B: Die Strombörse: Auktionsverfahren und Ermittlung der Marktpreise	92
Literatur	95

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 – Stromerzeugung und Endverbrauch, 1983 – 1994	7
Abbildung 2 – Gesamterzeugungskapazität nach Primärenergieträgern in MW, 1994	9
Abbildung 3 – Primärenergiestruktur der Gesamterzeugung	10
Abbildung 4 – Erzeugungskapazität, unabhängige Anlagen in MW, 1994	16
Abbildung 5 – Primärenergiestruktur der Erzeugung, unabhängige Anlagen	17
Abbildung 6 – Strompreisentwicklung in Kalifornien, Oregon und U.S.- Durchschnitt in ¢/kWh, 1970 – 1995	19
Abbildung 7 – Entwicklung des pro-Kopf Verbrauchs, 1960 – 1994	23

Übersichtsverzeichnis

Übersicht 1 – Die Schritte zur kalifornischen Reform	26
Übersicht 2 – Die neue Marktstruktur nach der Entscheidung vom Dezember 1995	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 – Struktur der Stromendversorgung nach Eigentümern, 1994	12
--	----

Abkürzungsverzeichnis

APPA	American Public Power Association
CEC	California Energy Commission
CfD	Contract for Differences
CPUC	California Public Utilities Commission
CTC	Competition Transition Charge
DRA	CPUC Division of Ratepayer Advocates
DSM	Demand Side Management
EIA	Energy Information Administration
EPAct	Energy Policy Act of 1992
EWG	Exempted Wholesale Generators
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FPA	Federal Power Act
IOU	Investor-owned Utilities
IRP	Integrated Ressources Planning
ISO	Independent System Operator
MOU	Memorandum of Understanding
NOPR	Notice of Proposed Rulemaking
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
QF	Qualifying Facilities
SCE	Southern California Edison Company
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company
UDC	Utility Distribution Company

1 Wettbewerb um wen ?

Der Elektrizitätssektor in Kalifornien steht vor radikalen Änderungen. Über Jahrzehnte wurde der Markt von vertikal integrierten Versorgungsmonopolen dominiert. Diese Unternehmen waren von der Erzeugung und der Übertragung bis hin zur Verteilung dafür verantwortlich, daß die Verbraucher mit Strom versorgt wurden. Die Unternehmen unterlagen einer strikten Regulierung durch Bundesbehörden, Staatsbehörden und lokale Gremien.

In den kommenden fünf Jahren werden wesentliche Teile des Stromsektors wettbewerblichen Reformen unterworfen. Neue Marktinstitutionen, beispielsweise eine Börse für Strom, werden etabliert, neue Unternehmen werden auftreten. Damit zusammenhängend werden die traditionellen Koordinierungsformen zwischen den verschiedenen Unternehmen vollständig geändert und zwangsläufig auch die Formen und Aufgabenfelder der staatlichen Überwachung grundlegend neu definiert.

Grund für die Reformen ist der Umstand, daß das bisherige System seinen Zweck – die effiziente Bereitstellung von Elektrizität – aus Sicht vieler Stromverbraucher und auch der staatlichen Regulierungsinstanzen zunehmend verfehlt. Ausdruck dieser Ineffizienzen sind die im U.S.-Vergleich überaus hohen Strompreise in Kalifornien. Die Bedingungen eines natürlichen Monopols, mit denen in der Vergangenheit die Existenz großer staatlich regulierter Unternehmen gerechtfertigt wurde, sind nach Sicht vieler Beobachter nicht mehr in allen Segmenten der Stromversorgung gegeben. Aus diesem Grund werden seit einigen Jahren wettbewerbliche Reformen als Mittel zur Erhöhung der Effizienz in der Stromversorgung intensiv diskutiert.

Im Vorfeld der kalifornischen Reformen sind in den letzten Jahren auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten gesetzliche und regulatorische

Veränderungen eingeleitet worden.¹ Die Bundesinstanzen sind im föderalen System der Vereinigten Staaten für die Regulierung des Großhandels mit Strom zuständig. Auf den Wettbewerb um Endkunden können die Regulierungsinstanzen des Bundes im föderalen System der Vereinigten Staaten mangels Zuständigkeit keinen direkten Einfluß nehmen. Auf der Bundesebene wird statt dessen versucht, den Wettbewerb zwischen den Versorgungsunternehmen auf der Großhandelsebene zu intensivieren, um die Effizienz in der Stromerzeugung durch verstärkten Handel zwischen den Versorgungsunternehmen zu erhöhen.

Im Bereich des Wettbewerbs um Endkunden existiert auch zukünftig ein erheblicher Gestaltungsraum der einzelnen Bundesstaaten. Es liegt weitgehend im Ermessen der Bundesstaaten, ob und wie der Einzelhandel mit Strom reguliert wird. Prinzipiell können die Regulatoren die Veränderungen auf Bundesebene als Änderung interpretieren, die sie in ihrer Rolle als Überwachungsinstanz im Endverkaufssektor kaum tangiert. Prinzipiell könnten sie weiter die Endpreise regulieren und darauf vertrauen, daß der Wettbewerb auf der Erzeugungsebene auch zu sinkenden Kosten der endversorgenden Unternehmen führt, die an die Endkunden weitergereicht werden. Dies ist jedoch nicht notwendig zu erwarten, solange die Endversorgungsunternehmen exklusive Versorgungsgebiete besitzen. Da die Kunden im bisherigen System keine Bezugsalternativen haben, kann von der Nachfrageseite kaum Druck ausgeübt werden.

An diesem Punkt setzen die Reformbemühungen in Kalifornien an: *Es wird Wettbewerb in der Stromerzeugung und zusätzlich um Endkunden etabliert.* Dies impliziert den Abschied vom Modell der geschlossenen Versorgungsgebiete und das Ende der staatlich sanktionierten Monopole der Unternehmen bei der Versorgung der Endkunden.

¹ Die Entwicklungen auf der Ebene der Bundespolitik werden in Kumkar (1996) analysiert.

Der Aufbau des vorliegenden Beitrages sei kurz skizziert: Im zweiten Kapitel werden die Ursachen der Reformbestrebungen analysiert. Dazu werden einige Aspekte der derzeitigen Regulierungspraxis auf Bundes- und Staatsebene dargestellt, ein Überblick über den Status quo der Stromversorgung in Kalifornien gegeben, auf den Primärenergieeinsatz und die Eigentümerstruktur in der Stromversorgung eingegangen und die hieraus resultierenden preislichen Tendenzen untersucht.

Im dritten Kapitel werden die ersten Reformdiskussionen in Kalifornien anhand der Stellungnahmen und Vorschlägen der kalifornischen Regulierungskommission vom April 1994 und vom Mai 1995 analysiert. Sie können als Ausgangspunkt für weitere Reformschritte interpretiert werden und verdeutlichen die Reformnotwendigkeit aus Sicht der kalifornischen Regulierungskommission. Vorher werden die prinzipiellen Fragestellungen bei der Etablierung von Netzzugangsrechten für Dritte dargestellt.

Die von der Regulierungskommission im Dezember 1995 getroffene endgültige und folgenreiche Entscheidung ist Gegenstand des vierten Kapitels, in dem die einzelnen Facetten der beabsichtigten Umstrukturierung dargestellt und analysiert werden. Hier werden Fragen der Ausgestaltung der zu schaffenden Marktinstitutionen und der Behandlung von Problemen beim Übergang von einem stark regulierten zu einem zunehmend wettbewerblichen Markt diskutiert. Im fünften Kapitel werden die Auswirkungen auf die zukünftigen Tätigkeiten der Regulierungsinstanzen dargestellt und einige Anmerkungen zur neuen Marktstruktur und deren Regulierung sowie zu den voraussichtlichen Auswirkungen der Reformen hinsichtlich der Strompreise gemacht. Im letzten Abschnitt werden Schlußfolgerungen zu den Reformen und zur weiteren Entwicklung der Strommärkte in Kalifornien aufgezeigt.

2 Ursachen der Reformbestrebungen

Im folgenden wird eine Übersicht über die wesentlichen Charakteristika der Stromversorgung in Kalifornien gegeben. Dabei werden zum einen die wesentlichen Regulierungsinstanzen und ihre jeweiligen Kompetenzen dargestellt. Zum anderen wird die sich ergebende Struktur der Stromversorgung untersucht: Der Primärenergieeinsatz in den Kraftwerken, die Entwicklung der Eigentümerstrukturen bei den Versorgungsunternehmen, die zunehmende Rolle der unabhängigen Stromerzeugung und die sich aus diesen strukturellen Faktoren ergebenden preislichen Tendenzen im Vergleich zu den Entwicklungen auf der Ebene der gesamten USA. Es wird sich bei der Untersuchung der Ursachen der hohen Strompreise zeigen, daß die derzeitige Regulierungsstruktur ein wesentlicher Grund für die hohen Strompreise ist.

2.1 Die derzeitigen Regulierungsinstanzen

Der Stromsektor in den Vereinigten Staaten ist bis heute stark reguliert. Die Regulierung basiert zum einen auf dem allgemeinen und dem sektorspezifischen Kartellrecht. Zum anderen gelten spezifische Regulierungen des Marktverhaltens von Versorgungsunternehmen durch Preisaufsicht und durch die Setzung von Markteintrittsbarrieren territorialer und vertikaler Art.²

Die heutige Form der Elektrizitätsversorgung in den Vereinigten Staaten kann sowohl hinsichtlich der Unternehmensstruktur als auch hinsichtlich der Regulierungspolitik zu großen Teilen auf politische Entscheidungen in den zwanziger und dreißiger Jahren zurückgeführt werden. Erst seit den späten siebziger Jahren haben sich Änderungen ergeben, die sich in den jüngsten Umstrukturierungsreformen fortsetzen. Dabei spielen die im Konzept des

² Vgl. zur Regulierung der U.S.-Stromwirtschaft auch Phillips (1993) und Kumkar (1996).

Föderalismus begründete Kompetenzverteilung zwischen Bund und Bundesstaaten eine wichtige Rolle.

Auf *Bundesebene* ist seit 1977 die *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* für die Regulierung der Strom- und Gaswirtschaft zuständig. Die gesetzlichen Grundlagen der Tätigkeit der Federal Energy Regulatory Commission im Bereich der Stromversorgung bilden der Federal Power Act von 1935 (FPA), der Public Utility Regulatory Policies Act von 1978 (PURPA) und der Energy Policy Act von 1992 (EPAkt). Die beiden letztgenannten Gesetze schufen neue Kategorien von Stromerzeugern, die nur auf der Großhandelsebene aktiv werden dürfen und von den meisten Bestimmungen der sonst sehr strikten Regulierungspolitik in den Vereinigten Staaten ausgenommen sind.

Die Federal Energy Regulatory Commission reguliert Qualität und Preise von Stromlieferungen auf der Großhandelsebene, d.h., sie überwacht den Handel zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und reguliert die Übertragung von Strom bei grenzüberschreitenden Transaktionen zwischen den Bundesstaaten. Die Federal Energy Regulatory Commission kontrolliert auch die Regeln innerhalb formaler Unternehmenskooperationen etwa in Erzeugerpools.³ Darüber hinaus überwacht sie das finanzielle Gebaren der Versorgungsunternehmen und Fusionen mit anderen Versorgungsunternehmen. Die Preisgenehmigung bei bundesstaatlichen Erzeugungsunternehmen, die Etablierung von Rahmenregulierungen nach dem PURPA und die Genehmigungen nach dem EPAkt stellen weitere Tätigkeitsbereiche der Federal Energy Regulatory Commission dar.⁴

³ Vgl. Bolle (1990); diese in einigen Regionen der Vereinigten Staaten existierenden „traditionellen“ Pools sind nicht mit dem Ziel der Etablierung von Wettbewerb in der Stromerzeugung gegründet worden und weisen zum Teil – beispielsweise hinsichtlich der Struktur ihrer Mitgliedschaftsregeln – recht deutliche Charakteristika von Kartellen auf.

⁴ Der sogenannte Exempted Wholesale Generator-Status (EWG) nach dem EPAkt werden durch die FERC verliehen.

Auf kalifornischer *Staatsebene* sind drei Arten von Regulatoren von Bedeutung:

(1) Die zentrale Organisation des Bundesstaates im Bereich der Energiepolitik ist die kalifornische Energiekommission (*California Energy Commission CEC*). Sie wurde mit dem Ziel der Senkung der Abhängigkeit vom Erdöl und der Förderung alternativer Energien gegründet. Zu ihren Aufgaben gehören die Erstellung von Prognosen über die zukünftige Nachfrageentwicklung in Kalifornien und die Genehmigung von einzelnen Kraftwerksprojekten zur Bedienung dieser Nachfrage, die Durchführung von Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und der -einsparung und die Unterstützung der erneuerbaren Energien. Ihre Kompetenzen sind dabei weit gesteckt. Hierzu gehört die Planung und Genehmigung von Investitionen, die zur Erhaltung der Versorgungssicherheit oder des Umweltschutzes für nötig erachtet werden. Sie gibt darüber hinaus Empfehlungen an andere Regulierungsinstanzen, die eine direkte Regulierungskompetenz für die Preise und Gewinne der Unternehmen haben.

(2) Die Kalifornische Regulierungskommission (*California Public Utilities Commission CPUC*). Sie reguliert Sicherheitsaspekte, Standards und Preise der privatwirtschaftlichen Unternehmen u.a. im Bereich der Erdgas-, Abwasser- und Stromwirtschaft und der Telekommunikation.⁵

Sie ist im Kontext der Stromwirtschaft vor allem zuständig für die Regulierung der Preise für Endverbraucher und die Gewinnregulierung der privatwirtschaftlichen Stromversorgungsunternehmen in Kalifornien.⁶

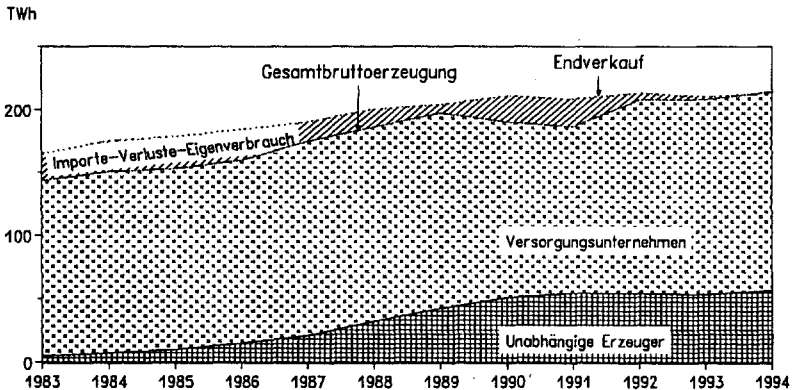
(3) Die *lokalen Regulierungsinstanzen*, die insbesondere die Preise der lokalen öffentlichen Unternehmen überwachen.

⁵ Die CPUC besitzt quasi-gesetzgeberische und quasi-gerichtliche Kompetenzen. Sie kann ähnlich einem Gericht Verfahren einberufen, in denen die verschiedenen Seiten (Unternehmen, Nachfrager und andere Betroffene) auftreten können bzw. müssen, und in denen Änderungen der Preise und Leistungen beschlossen oder verworfen werden.

⁶ Sie setzt auch zu einem großen Teil die vom FERC als Rahmen vorgesehenen Bestimmungen etwa nach dem PURPA um.

2.2 Strukturelle Aspekte der Stromversorgung

Abbildung 1 – Stromerzeugung und Endverbrauch, 1983 – 1994



Quelle: CEC (1995b: Abbildung 7-2; 1995c); DOC (lfd. Jgg.); EIA (1995b: Tabelle 6); eigene Berechnungen. Die von der Energiekommission bereitgestellten Daten für 1993 sind unter Abgleich mit Zahlen der Energy Information Administration EIA (1995a) korrigiert (Fehler der Grunddaten für 1993 durch einen Vertreter der Kommission bestätigt).

In den Jahren 1983 bis 1994 (Abbildung 1) ist der Anteil der Nettoimporte⁷ am kalifornischen Endverbrauch deutlich zurückgegangen. Während die Nachfrage (Gesamtvolume der Verkäufe an Endkunden) mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von 2,5 vH gewachsen ist, stieg die

⁷ In Abbildung 1 ist als wesentliche Nachfragekomponente das Endverkaufsvolumen abgetragen, über den in der Statistik hinreichende Angaben verfügbar sind. Nicht enthalten ist der Eigenverbrauch in industriellen Anlagen, über den keine vergleichbaren Angaben vorliegen. In der Abbildung ist aus Gründen der Übersichtlichkeit der (implizite) Saldo aus Nettoimporten, Gesamtstromverlusten (in Erzeugungs- und Übertragungsanlagen) und Eigenverbrauch der industriellen Anlagen abgetragen. Er wird als Differenz zwischen Bruttoerzeugung und Endverkauf berechnet. Die darin enthaltenen Importe sind in dem betrachteten Zeitraum 1983–1994 um rund 30 vH zurückgegangen, ihr Anteil am insgesamt brutto zur Verfügung stehenden Stroms ist von 28 vH auf knapp 17 vH gesunken. Vgl. CEC (1995c).

kalifornische Erzeugung mit einer durchschnittlichen jährliche Wachstumsrate von 4 vH. Der überwiegende Anteil des kalifornischen Erzeugungszuwachses entfällt auf die zunehmende unabhängige Erzeugung und nicht auf die Erzeugung in den Kraftwerken der gebietsmonopolistischen Versorgungsunternehmen. Im folgenden wird zunächst auf die Zusammensetzung des Primärenergieeinsatzes und auf die Eigentümerstruktur eingegangen, bevor dann die Rolle der unabhängigen Erzeugungsunternehmen etwas genauer betrachtet wird.

2.2.1 Primärenergien: Großer Anteil der regenerativen Energien

Die Primärenergiebasis der kalifornischen Elektrizitätserzeugung ist seit Anfang der achtziger Jahre diversifiziert worden. Maßgebliche Ursache hierfür waren die beiden Ölpreiskrisen und die daraus erwachsenden Befürchtungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit. Hinzu kam die zunehmende Sensibilität im Umweltbereich und Forderungen nach einem stärkeren Einsatz erneuerbare Energien in der Stromerzeugung. Zu der Primärenergiediversifikation hat die Energiekommission durch ihre Genehmigungspraxis wesentlich beigetragen. Der Einsatz von Erdöl in der Erzeugung wurde von über 50 vH in 1977 auf knapp 1 vH in 1994 zurückgedrängt (EIA 1978: Table 1). Kernkraft und erneuerbare Energien wurden beträchtlich ausgebaut.⁸

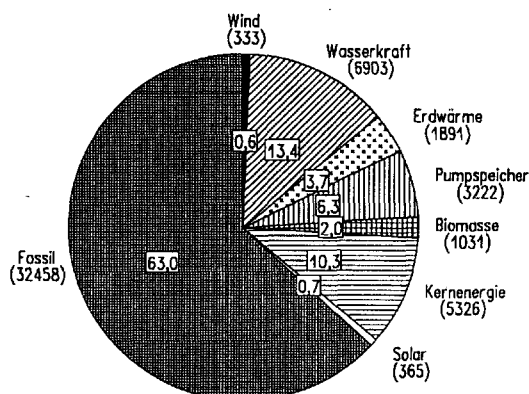
In Abbildung 2 ist die Zusammensetzung der kalifornischen Erzeugungskapazität in 1994 ersichtlich, in Abbildung 3 sind die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der Stromerzeugung seit 1983 abgetragen. Auffallend ist der hohe Anteil an Erdwärme an der kalifornischen Stromerzeugung, der 1994 über 7 vH der gesamten Erzeugung betrug.⁹ Daneben sind auch die

⁸ Unter den erneuerbaren Energien sind in diesem Zusammenhang alle nicht-fossilen und nicht-nuklearen Energien zu verstehen, also beispielsweise Windenergie, Wasserkraft, Erdwärme, Biomasse, Solarenergie.

⁹ Die Gesamtkapazität der Anlagen von 1900 MW macht rund 30 vH der Weltgesamtkapazität aus (EIA 1995c: Tabelle 42 in Verb. mit CEC 1995b: Tabelle 7-1).

Kapazitäten in Windkraft- und Photovoltaikanlagen – gemessen am internationalen Maßstab – sehr groß. Insgesamt machen die regenerierbaren Energien rund 25 vH, ohne Wasserkraft 12,5 vH der Gesamterzeugung in 1994 aus.

Abbildung 2 – Gesamterzeugungskapazität nach Primärenergieträgern in MW, 1994 (Anteile in vH innerhalb der Segmente)



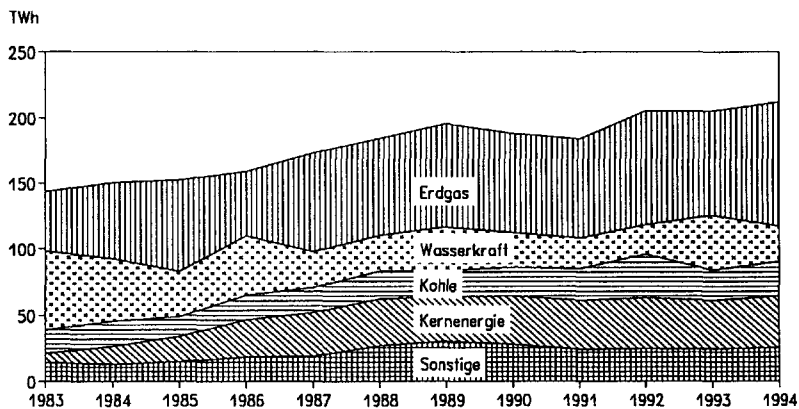
Quelle: CEC (1995b: Tabelle 7-1); eigene Berechnungen.

Die Anteile der verschiedenen Erzeugungsarten sowie die Importe (aus anderen Bundesstaaten und Mexiko) schwanken erheblich (Abbildung 3 und Abbildung 1). Das liegt zu einem nicht unwesentlichen Teil an der schwankenden Verfügbarkeit von Wasserkraft. Insgesamt hat der Anteil der Gasverstromung und der Kernenergie¹⁰ in Kalifornien seit Anfang der achtziger Jahre zu Lasten der Öl- und Kohleverstromung zugenommen.

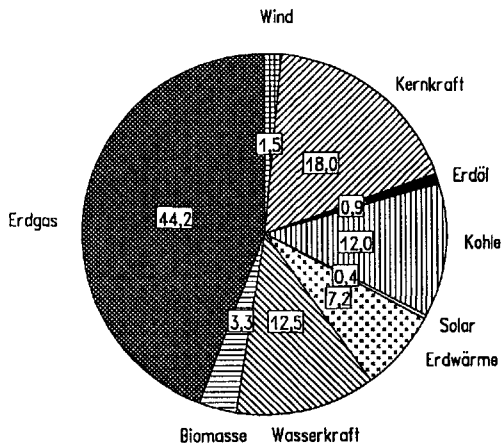
¹⁰ In Kalifornien sind zwei Kernkraftwerksparks in Betrieb. Zusätzlich besitzen die kalifornischen Stromversorger Anteile in Höhe von 27,4 vH an einem Kernkraftwerkspark in Arizona. Andere Kernkraftwerksprojekte, die begonnen wurden, sind ausnahms- und ersatzlos gestrichen worden.

Abbildung 3 – Primärenergiestruktur der Gesamterzeugung

a — 1983-1994



b — 1994 in vH



Quelle: CEC (1995b: Abbildung 7-1; 1995c); eigene Berechnungen. Die von der Energiekommission bereitgestellten Daten für 1993 sind unter Abgleich mit Zahlen der Energy Information Administration EIA (1995a) korrigiert.

In 1994 wurden knapp 45 vH der gesamten in Kalifornien erzeugten Elektrizität aus Erdgas gewonnen, während dieser Anteil 1983 noch bei 23 vH lag. Die Importe haben in den letzten Jahren v.a. aufgrund der zunehmenden unabhängigen und nuklearen Erzeugungskapazität an Bedeutung verloren. Insgesamt spiegelt sich in den Daten die Tatsache wider, daß die bei der Gründung der Energiekommission 1974 gesetzten Ziele der kalifornischen Energiepolitik – Zurückdrängen des Erdöls bei der Stromerzeugung und Erhöhung des Anteils regenerativer Energien – massiv verfolgt worden sind.

2.2.2 Eigentümerstruktur: Dominanz der drei großen Privatunternehmen bei der Endversorgung

Die *privaten Versorgungsunternehmen* dominieren die kalifornische Stromversorgung (Tabelle 1). Die drei großen Unternehmen – PG&E, SCE und SDG&E – versorgen 78 vH der Endkunden und besitzen einen Marktanteil bei der gesamten Stromabgabe an Endkunden von gut 79 vH. Diese privaten Versorgungsunternehmen versorgen darüber hinaus auf der Großhandelsebene viele kleinere Verteilungsunternehmen mit Strom.¹¹

Die zweite Gruppe von Stromversorgungsunternehmen bilden die *lokalen öffentlichen Unternehmen*. Diese sind im Prinzip nicht gewinnorientiert. Tatsächlich sind diese meist kommunalen Unternehmen aber in fast allen Fällen verpflichtet, einen Teil ihrer Einnahmen an die Kommunen abzuführen.¹² Neben diesen städtischen Unternehmen existieren noch einige Unternehmen im Besitz von anderen Gebietskörperschaften, zum Teil als Querverbundunternehmen, die gleichzeitig die Wasser- oder Gasversorgung übernehmen.

¹¹ Unter Versorgungsunternehmen sind in diesem Zusammenhang alle Unternehmen zu verstehen, die Endkunden mit Strom beliefern. Die weiter unten behandelten unabhängigen Stromerzeuger zählen nicht zu dieser Kategorie und sind daher auch nicht in Tabelle 1 aufgeführt.

¹² Diese Zahlungen machen 2 bis 15 vH der Endverkaufsumsätze aus (CEC 1995b: 67 f.).

Tabelle 1 – Struktur der Stromendversorgung nach Eigentümern 1994

	Anzahl der Unternehmen		Zahl der Endkunden		Endverkaufserlöse		Stromabgabe an Endkunden	
		vH	Tsd.	vH	Mill. \$	vH	GWh	vH
Privatwirtschaftliche Unternehmen	6	13,6	9 721	78,0	16 593	79,4	159 911	74,8
darunter:								
PG&E ^a			4 349	34,9	7 548	36,1	71 510	33,5
SDG&E ^b			1 134	9,1	1 498	7,2	15 380	7,2
SCE ^c			4 135	33,2	7 441	35,6	71 663	38,5
Lokale öffentliche Unternehmen	33	75,0	2 722	21,9	4 215	20,2	49 225	23,0
Genossenschaftliche Unternehmen	4	9,1	13	0,1	17	0,1	223	0,1
Bundesstaatliche Unternehmen	1	2,3	0,1	0,0	75	0,4	4 326	2,0
Insgesamt	44	100	12 455	100	20 900	100	213 684	100

^a Pacific Gas & Electric. – ^b San Diego Gas & Electric. – ^c Southern California Edison.

Quelle: EIA (1995b: Tabelle 17); eigene Berechnungen.

Die lokalen öffentlichen Unternehmen bedienen 23 vH der Nachfrager und kontrollieren gut 20 vH der Gesamtstromabgabe in Kalifornien. Sie variieren dabei in der Größe erheblich: Es existieren 23 kommunale Unternehmen, 12 sogenannte Bewässerungsdistrikte (von denen drei Endkunden beliefern) und acht andere Staatsunternehmen und lokale Körperschaften, die in der Stromversorgung engagiert sind (CEC 1995b: 67). Von den Unternehmen, die Endkunden beliefern, haben 10 weniger als 10 000 Kunden, 10 zwischen 10 000 und 50 000 und 8 mehr als 50 000

Endkunden.¹³ 10 der öffentlichen Unternehmen sind im Besitz eigener Erzeugungsanlagen, einige besitzen eigene oder Anteile an Übertragungsanlagen; die anderen sind im wesentlichen Großhandelskunden der großen Privatversorgungsunternehmen. Die Abhängigkeit der lokalen öffentlichen Unternehmen von den privaten Versorgungsunternehmen hat sich in den letzten Jahren verringert, da sie zunehmend eigene Kraftwerke zur Versorgung ihrer Kunden bauen.

Die öffentlichen Unternehmen werden gegenüber den Privatversorgungsunternehmen in steuerlicher Hinsicht und beim Bezug von Strom aus bundesstaatlichen Kraftwerken bevorzugt. Dies schlägt sich in erheblich geringeren durchschnittlichen Strompreisen der öffentlichen Unternehmen nieder: Betrag der durchschnittliche Strompreis der privaten Versorgungsunternehmen in 1994: 10,38 Cents/kWh, lag er bei den kommunalen Unternehmen bei 8,65 ¢/kWh (Tabelle 1, Erlöse/Stromabgabe).¹⁴

Die vier *genossenschaftlichen Unternehmen* bilden die dritte Gruppe der Versorgungsunternehmen. Sie entstanden auf der Basis des bundesstaatlichen Rural Electrification Act von 1936, der die Grundlage günstiger Darlehen des Bundes mit dem Ziel der Stromversorgung ländlicher, vorher von der Stromversorgung abgeschnittener Regionen schuf. Sie spielen in

¹³ CEC (1995b: 67). Die Spannbreite der Endkundenanzahl ist damit nur unzureichend beschrieben. In der amtlichen Statistik lassen sich Endversorgungsunternehmen finden, die im Extremfall exakt einen einzigen (Haushalts-)Kunden haben (Vgl. EIA 1995b: Tabelle 17 in Verb. mit EIA 1995d: Tabelle 20). Ob die Vielzahl der sehr kleinen, teilweise integrierten Unternehmen in dieser Form unter Wettbewerbsbedingungen überleben kann, kann angesichts der Konzentrationsbewegungen in der U.S.-Stromwirtschaft bezweifelt werden (Kumkar 1996).

¹⁴ Das genannte Preisdifferential bezieht sich auf Durchschnittspreise für alle Kundengruppen. Die Konditionen öffentlicher Unternehmen weisen regelmäßig gegenüber den Verkaufspreisen privater Versorgungsunternehmen andere - kleinere Nachfrager besserstellende - Preisstrukturen auf. Dieses dürfte sie nach Öffnung des Wettbewerbs um Endkunden verwundbarer machen, als dies die durchschnittlich geringeren Strompreise vermuten lassen, da der Wettbewerb sich zumindest anfänglich stärker um größere industrielle Nachfrager entwickeln wird.

Kalifornien nur eine sehr untergeordnete Rolle in der Stromerzeugung und im Verkauf an Endkunden.

Als vierte Eigentümerkategorie sei der Vollständigkeit halber – und da sie in dem übrigen Teil der Vereinigten Staaten z.T. eine nicht unerhebliche Rolle spielt – die der *bundesstaatlichen Unternehmen* erwähnt. Das einzige Stromversorgungsunternehmen, das in Kalifornien zu dieser Gruppe zählt, ist die Western Area Power Administration.¹⁵

2.2.3 Unabhängige Stromerzeugung: Zunehmende Bedeutung

Die letzte Eigentümerkategorie wird von den unabhängigen Stromerzeugern gebildet.¹⁶ Der Anteil der unabhängigen Stromerzeugung in Kalifornien hat sich seit 1983 von 3,4 vH auf 27 vH verzehnfacht (Abbildung 1), nachdem er vorher – dem Trend in den Vereinigten Staaten entsprechend – bis zur fast völligen Bedeutungslosigkeit gesunken war. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der unabhängigen Erzeugung liegt bei 25 vH (1983 – 1994), während sie im gleichen Zeitraum bei den Versorgungsunternehmen bei lediglich 1,3 vH lag. Maßgeblichen Einfluß hierbei hatte die Anlagen, die nach der Verabschiedung des 1978er Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) entstanden sind und als sog. „Qualifying Facilities“ (QFs) ein Einspeisungsrecht in das Netz der Versorgungsunternehmen besitzen¹⁷. Der Anteil der unabhängigen Anlagen an der

¹⁵ Die Western Power Administration beliefert 9 sehr große Endnachfrager, die immerhin 2 vH der Gesamtstromnachfrage ausmachen und ist ansonsten noch zu einem geringen Teil auf dem Großhandelsmarkt als Anbieter aktiv, da es öffentliche und genossenschaftliche Unternehmen als Weiterverteiler beliefert.

¹⁶ Unter unabhängiger Stromerzeugung ist in diesem Zusammenhang die Erzeugung zu verstehen, die nicht in Kraftwerken der Stromversorgungsunternehmen produziert wird. Dies sind Anlagen zur Eigenerzeugung und/oder zur Einspeisung von (Überschuß-) Strom in das öffentliche Netz.

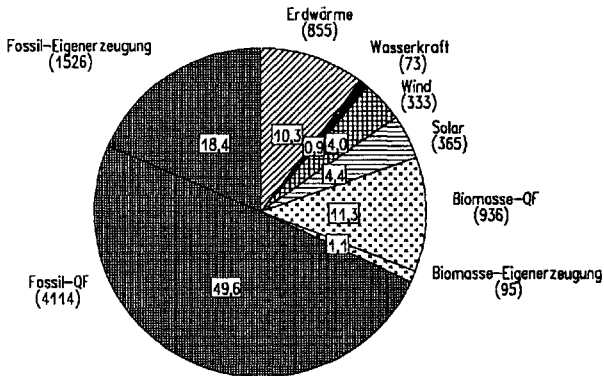
¹⁷ Diese QF unterliegen nicht den umfangreichen Regulierungen, denen andere Erzeugungsunternehmen, die als Versorgungsunternehmen fungieren, in den Vereinigten Staaten unterliegen. Der PURPA etablierte eine neue Klasse von Stromunternehmen und parallel eine Ankaufspflicht der Gebietsversorgungsunternehmen ähnlich dem deutschen

kalifornischen Gesamtkapazität ist gegenüber der tatsächlichen Erzeugung etwas geringer, da in die Berechnung der Kapazitäten eingeht, inwieweit die Anlagen ständig einsatzbereit sind. In Abbildung 2 und 4 sind insofern beispielsweise Wind- und einige Wasserkraftanlagen mit geringeren Werten vertreten, als ihren Herstellerangaben entsprechen würde, da Abschlüsse auf nicht immer verfügbare Erzeugung vorgenommen wurden. Diese hinsichtlich ihrer verfügbaren Erzeugungskapazität schwankenden Erzeugungsanlagen sind mit einem überproportionalen Anteil bei den unabhängigen Kraftwerken vertreten (regenerative Energien machen bei diesen Erzeugern 1994 rund 32 vH der Erzeugungskapazität aus). Infolgedessen liegt der Anteil der unabhängigen Erzeugung bei der tatsächlichen Stromerzeugung auch aus diesem Grund höher als bei den Kapazitäten (16 vH).¹⁸ In Abbildung 4 ist die Struktur der Kraftwerkskapazität der unabhängigen Anlagen aufgeführt. Bei den fossil befeuerten Anlagen (Gas, Kohle und Öl) und den Biomasse-Anlagen sind die Kraftwerke in den Daten der Energiekommission noch dahingehend zu unterscheiden, inwieweit sie der Deckung von Eigenbedarf der (industriellen) Betreiber oder der Einspeisung in die Netze der Versorgungsunternehmen als QFs nach dem PURPA dienen.

Einspeisungsgesetz. QF müssen spezifische Anforderungen an die eingesetzten Primärenergien (regenerativer Art) bzw. der eingesetzten Umwandlungstechnologie (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) erfüllen. Auch hier liegen Parallelen zum deutschen Einspeisungsgesetz vor.

¹⁸ Dies ist nicht der einzige Grund: Dazu kommt, daß diese Anlagen regelmäßig nicht der Steuerung durch das aufnehmende Versorgungsunternehmen unterliegen. Insbesondere werden sie in Schwachlastperioden nicht heruntergefahren, selbst wenn ihre variablen Kosten dies ökonomisch rechtfertigen würden. Daraus folgt eine übernormale Auslastung der Anlagen, die sich in der hohen Differenz zwischen Anteil an der Gesamtkapazität und Anteil an der Gesamterzeugung niederschlägt.

Abbildung 4 – Erzeugungskapazität, unabhängige Anlagen in MW, 1994 (Anteile in vH innerhalb der Segmente)



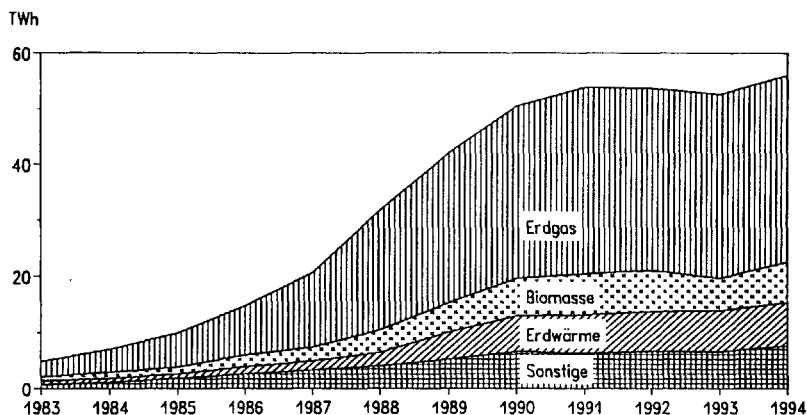
Quelle: CEC (1995b: Tabelle 7-1).

Bei den unabhängigen Erzeugern fallen neben den bereits oben erwähnten Erdwärmeanlagen die hohen Werte für die gasgefeuerten Anlagen auf (Abbildung 5), die durch den hohen Anteil von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Bereich der unabhängigen Erzeugung zu erklären sind. Auch diese Anlagen fallen bei Erfüllung verschiedener Bedingungen unter die Bestimmungen des PURPA und haben ein Einspeisungsrecht in die Netze der Versorgungsunternehmen.

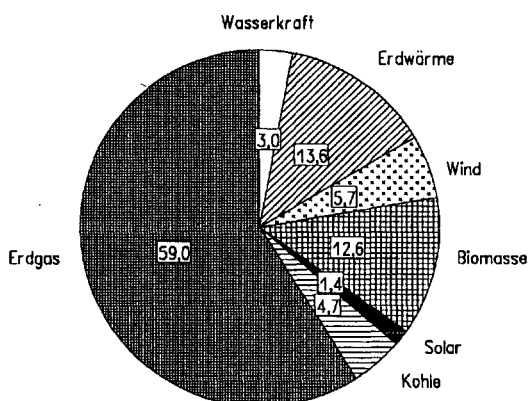
Festzuhalten bleibt erstens, daß der Anteil der unabhängigen Anlagen seit dem PURPA kontinuierlich mit hohen Wachstumsraten steigt. Zweitens unterscheidet sich der Primärenergieeinsatz bei diesen Anlagen erheblich von dem in den Kraftwerken der Versorgungsunternehmen. Bei den unabhängigen Anlagen machen die regenerierbaren Energien ohne Wasserkraft in 1994 gut 33 vH aus, während der durchschnittliche Anteil bei der kalifornischen Erzeugung bei gut 12 vH lag.

Abbildung 5 – Primärenergiestruktur der Erzeugung, unabhängige Anlagen

a — 1983-1994



b — 1994 in vH



Quelle: CEC (1995b: Abbildung 7-1; 1995c); eigene Berechnungen. Die von der Energiekommission bereitgestellten Daten für 1993 sind unter Abgleich mit Zahlen der Energy Information Administration EIA (1995a) z.T. korrigiert.

2.3 Strompreise: Im Bundesvergleich oben

Auffallend ist die in Kalifornien weit über dem Durchschnitt liegende Preissteigerungstendenz seit der ersten Ölpreiskrise: Noch 1970 lag der kalifornische Durchschnittstrompreis knapp unter dem U.S.-amerikanischen Durchschnitt, 1995 dagegen lag er mit 9,9 ¢/kWh um 43 vH darüber.

Illustrativ ist auch der Vergleich mit den Strompreisen in Oregon. Der aktuelle kalifornische Strompreis¹⁹ liegt 111 vH über dem Strompreis in Oregon von 4,7 ¢/kWh. Bei den Industriestrompreisen ist die Differenz noch deutlicher: 1995 lag der Preis in Kalifornien mit 7,5 ¢/kWh um 60 vH über dem US-Durchschnitt und sogar um 114 vH über dem Strompreis in Oregon.

Preisunterschiede alleine sagen freilich noch nicht notwendigerweise etwas über die Effizienz aus. Es stellt sich daher die Frage, wie diese hohen Strompreisdifferenzen zu erklären sind.

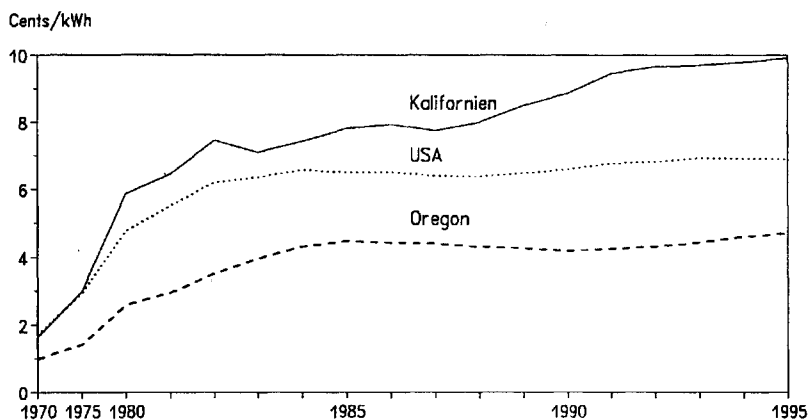
Als erster Ansatzpunkt ist die unterschiedliche Struktur der traditionellen Primärenergien bei der Stromerzeugung zu nennen. Oregon erzeugte 1994: 83 vH (1995: 92) seiner Gesamtstrommenge in kostengünstigen Wasserkraftwerken während der Anteil in Kalifornien mit 18 vH (1995: 39) erheblich niedriger lag (EIA 1996: Tabelle 15).²⁰ Diese Tatsache erklärt den *Niveauunterschied* zwischen Oregon und Kalifornien bzw. die Spanne der Strompreise innerhalb der Vereinigten Staaten zum überwiegenden Teil, da Handelsmöglichkeiten zwischen diesen Regionen kaum ausgenutzt werden. Die derzeitige Regulierungsstruktur in den Vereinigten Staaten unterstützt derartige (Arbitrage-)Geschäfte nicht oder nur sehr unzureichend (vgl. Kumkar 1996).

¹⁹ Die amtliche Statistik unterscheidet vier Nachfragergruppen: (i) Industrie, (ii) Handel und Gewerbe, (iii) Haushalte und (iv) Transport. Letztere spielen zahlenmäßig eine geringe Rolle; Handel und Gewebekunden zahlen regelmäßig Preise, die zwischen den Haushalts- und Industriekundenpreisen liegen.

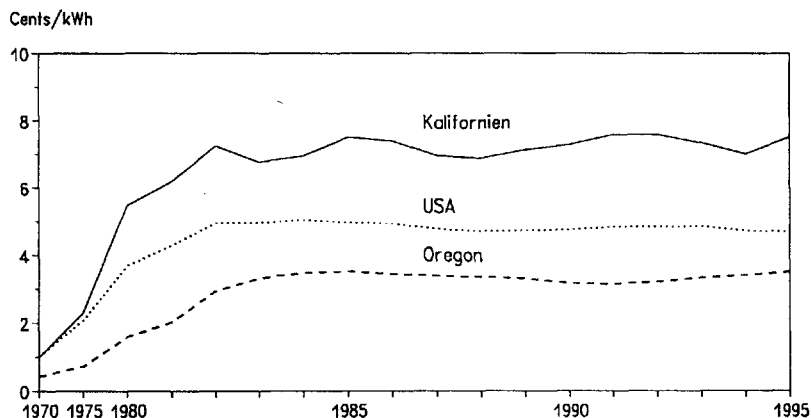
²⁰ Wasserkraft wird mit extrem geringen variablen Kosten erzeugt, so daß insbesondere bei älteren, bereits abgeschriebenen Anlagen die Stromerzeugungskosten erheblich unter denen in fossil befeuerten Kraftwerken liegen.

**Abbildung 6 – Strompreisentwicklung in Kalifornien, Oregon und U.S.-
Durchschnitt in ¢/kWh, 1970 – 1995**

a – Alle Kundenkategorien



b – Industriekunden



Quelle: EIA (1986; 1992; 1995: Tabelle 12; 1996: Tabelle 63).

Bleibt die Frage zu klären, warum die Preise in Kalifornien in den letzten 20 Jahren erheblich stärker gestiegen sind als im U.S.-Durchschnitt und eine *zunehmende Divergenz* zu beobachten ist. Dabei zeigt ein Blick in die Statistiken, daß die Primärenergiestruktur in Kalifornien auf den ersten Blick nicht sehr stark vom U.S.-Durchschnitt abweicht (z.B. EIA 1996) bzw. eher geringere Strompreise in Kalifornien begründen könnte.

Ein erster wichtiger Unterschied ist jedoch der hohe Anteil an regenerativen Energieträgern sowie der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bei der kalifornischen Stromerzeugung. Die kalifornische Energiepolitik setzte nach der ersten Ölpreiskrise massiv auf den Ausbau der regenerativen Energien und ermunterte zum Bau von Anlagen unter dem QF-Status des PURPA. Die dabei den Versorgungsunternehmen von der kalifornischen Regulierungskommission auferlegten Ankaufspreise für den in diesen Anlagen erzeugten Strom liegen regelmäßig über den Stromerzeugungskosten in konventionellen Kraftwerken und werden als Kosten auf die Endkundenpreise umgelegt. Die derzeit gültigen Einspeisungsverträge nach dem PURPA beinhalten Preise im Bereich von 6 bis 9 ¢/kWh, während die vermiedenen Kosten mit 3 – 4 ¢/kWh angegeben werden²¹ Darüber hinaus wurden die Versorgungsunternehmen gedrängt, bei ihrer eigenen Erzeugung verstärkt auf – wie sich ex post erwiesen hat, relativ teure – regenerative Energien zu setzen. Beide Effekte führen zu einer Strompreiserhöhung.

²¹ Vgl. Zucchet (1995: xxxvii). Im Prinzip sollen sich die regulierten Ankaufspreise nach dem PURPA an den sogenannten vermiedenen Kosten der aufnehmenden Versorgungsunternehmen orientieren, d.h. weder einen steigernden noch einen senkenden Einfluß auf die Kosten der Versorgungsunternehmen und damit die Endverbraucherpreise ausüben. Tatsächlich haben aber die einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen erheblichen Entscheidungsspielraum bei der Festlegung dieser vermiedenen Kosten, der durchaus auch nach oben ausgenutzt worden ist (kritisch dazu Gordon 1992: 62). Auch gehen in die Preise der meist langfristigen Einspeisungsverträge Projektionen über die Entwicklung der Erzeugungskosten in den Kraftwerken der Versorgungsunternehmen ein, die sich wegen beispielsweise sinkender Primärenergiepreise als überhöht erwiesen haben (Peirce 1991:12; CPUC 1994a: 54, Fn.30; CPUC 1995d: VII.A.E.2).

Die zweite Ursache der überdurchschnittlichen Preissteigerungen ist das „Demand Side Management“ (DSM). Die Versorgungsunternehmen waren nach den energiepolitischen Zielen in Kalifornien dazu verpflichtet, vor Investitionen in neue Kraftwerkskapazität auch Maßnahmen zur Energieeinsparung auf der Nachfrageseite zu erwägen. Dieses Konzept erfreute sich auf seiten der kalifornischen Energiepolitik allerhöchster Beliebtheit²². Das DSM-Konzept verlangt, daß – auch unter Umweltschutzaspekten – kein neues Kraftwerk gebaut werden durfte, solange auf der Nachfrageseite Einsparpotentiale ungenutzt waren. Den Versorgungsunternehmen wurde auferlegt, derartige Investitionen in Einsparpotentiale zu tätigen. Auf der anderen Seite wurden diese Kosten bei der Regulierung der Strompreise für Endkunden berücksichtigt, so daß also auch diese Kosten auf die Strompreise umgelegt wurden.

Hieraus ergibt sich ein doppelter Preissteigerungseffekt: Erstens senkt das DSM per definitionem die Nachfrage, so daß die unveränderten Fixkosten auf eine geringere Strommenge umgelegt werden müssen. Zweitens steigen mit zunehmenden Investitionen in die Verringerung der Nachfrage die Kosten des Versorgungsunternehmens je abgesetzter Mengeneinheit. Die durch diesen Effekt indirekt induzierten Preiserhöhungen führen zu einer weiteren Nachfragesenkung, die dann insgesamt recht deutliche Strompreiserhöhungen bedeuten, die weit über dem US-

²² In dem kalifornischen Public Utilities Code, Section 701.1(b) ist die Zielrichtung des zentralen DSM am deutlichsten formuliert. Dort werden die Versorgungsunternehmen verpflichtet, (to) „seek to exploit all practicable and cost-effective conservation and improvements in energy efficiency of energy use and distribution that offers equivalent or better system reliability, and which are not being exploited by any other entity“. Der größte Teil dieser Maßnahmen diente zur Subventionierung des Kaufs von neuen Elektrogeräten und des Baus von neuen Wohn- und Geschäftsgebäuden. Vgl. hierzu auch Working Group (1995: 16). Die jährlichen Kosten der DSM im Gas- und Strombereich haben sich von 1990 bis 1994 von 250 Mill. \$ bis über 500 Mill. \$ erhöht. Die Effizienz des DSM hat sich in den letzten Jahren offenbar weiter reduziert. Dies ist im wesentlichen auf die durch neue Technologien und sinkende Primärenergiepreise bedingten geringeren vermiedenen Kosten der Stromerzeugung zurückzuführen. Vgl. Working Group (1995: 17).

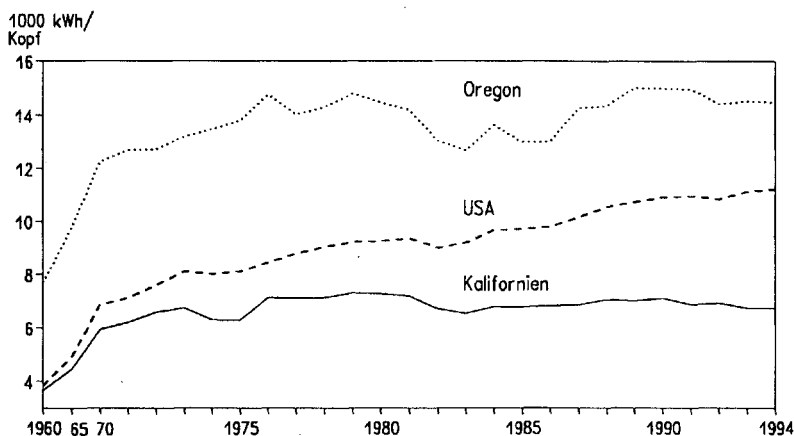
Durchschnitt liegen. Die Werte für den pro-Kopf-Verbrauch seit 1960 in Abbildung 7 sind mit dieser Einschätzung konform. Der pro-Kopf-Verbrauch ist in Kalifornien seit 1976 leicht gesunken, während er sich in den Vereinigten Staaten von 1976 bis 1994 insgesamt um ein Drittel erhöht hat.²³ Die Kombination dieser Faktoren (Einspeisungsrecht der QFs, verstärkter Einsatz regenerativer Energien bei der Stromerzeugung der Versorgungsunternehmen, DSM) spielte bei der kalifornischen Preisentwicklung eine wesentliche Rolle (vgl. z.B. auch CPUC 1994a; CEC 1995b).

Eine weitere Ursache für die hohen Strompreise ist in dem zu geringen Stromhandel zwischen den Bundesstaaten zu sehen, denn die genannten Kostensteigerungstendenzen könnten im Prinzip durch stärkeren Stromhandel mit Erzeugern außerhalb Kaliforniens konterkariert werden. Das ist nicht der Fall, die kalifornischen Importe sind im Gegenteil zugunsten des Einkaufs von Strom aus regenerativen Energien, des in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen²⁴ und der zunehmenden Erzeugung in kalifornischen Kernkraftwerken zurückgegangen.

²³ Bei dem Vergleich der Strompreise ist zu beachten, daß die relativ hohen Preise nicht notwendig in vollem Ausmaße Wohlfahrtsaspekte abbilden, da die Nachfragemengen zumindest zum Teil wegen der von den Versorgungsunternehmen „vorfinanzierten“ DSM-Maßnahmen geringer sind, als sie ohne diese Maßnahmen wären. Die Kunden haben also geringere Strommengen mit höheren Preisen bezahlt. Insofern haben die Kunden bisher gebündelte Leistungen der Versorgungsunternehmen bezogen, da sie in den Preisen gleichzeitig Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz mitbezahlt (vgl. CEC 1995b: 3 f.). Damit soll nicht unterstellt werden, daß die DSM-Maßnahmen effizient waren oder in Zukunft sein werden. Auch die Energiekommission hat mittlerweile ihre positive Einschätzung von zentral geplanten Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz revidiert (CEC 1995b: 77):

²⁴ Die Einspeisungen aus den unabhängigen Kraftwerken entsprechen 25 vH der gesamten Endverkaufsmenge in 1994. Der durchschnittliche Anteil in den gesamten Vereinigten Staaten beträgt hingegen nur 7,6 vH (EIA 1995a: Tabelle 60 und Tabelle 12).

Abbildung 7 – Entwicklung des pro-Kopf Verbrauchs, 1960 – 1994



Quelle: DOC (lfd. Jgg.); EIA (1995b: Tabelle 6); eigene Berechnungen

Das geringe Handelsvolumen ist zum großen Teil darauf zurückzuführen, daß die Versorgungsunternehmen unter der bestehenden Gewinnregulierung kaum die richtigen Anreize zur Kostensenkung haben.²⁵ Zum anderen Teil ist der geringe Handel darauf zurückzuführen, daß der Großhandel in den Vereinigten Staaten bisher wegen der fehlenden Durchleitungsrechte durch fremde Netze kaum als effizient oder effektiv zu bezeichnen ist. Durch die in der Regulierungspolitik angelegten Anreize verfolgten die großen Stromversorgungsunternehmen weitgehend die

²⁵ Exemplarisch sei der Averch-Johnson-Effekt genannt, der zu einem ineffizienten Faktoreinsatz bei der Produktion des betreffenden Endprodukts führt, da die Unternehmen unter Umständen Kosten „produzieren“, um den regulierten Gewinn auf das eingesetzte Eigenkapital zu erhöhen (vgl. z.B. Spulber 1989: 287 ff.).

Strategie eines „Selbstversorgers“, statt Effizienzvorteile des Stromhandels voll auszuschöpfen.²⁶

Zusammenfassend läßt sich festhalten, daß die überdurchschnittlichen Preissteigerungen relativ zum Bundesdurchschnitt zu einem guten Teil auf bestehende Regulierungen zurückzuführen sind. Diese Regulierungen haben zur Folge, daß

- die Kosten der Stromerzeugung durch die Subventionierung bestimmter Primärenergien und Erzeugungstechnologien erhöht werden und über die regulierten Strompreise auf die Endkunden überwälzt werden;
- bei den staatlich geschützten Gebietsmonopolen nicht notwendig die richtigen Anreize zur technischen Effizienz in der Erzeugung vorliegen;
- die Versorgungsunternehmen wegen der praktizierten Gewinnregulierung nicht das gesamtwirtschaftlich effiziente Faktoreinsatzverhältnis wählen;
- die entstehenden Preisdifferentiale nicht durch verstärkten Handel verringert werden, weil dies für die bestehenden regulierten Monopole vielfach nicht attraktiv ist.

²⁶ Diese potentiellen Effizienzgewinne können beispielsweise aus komparativen Kostenvorteilen gemäß der traditionellen Außenhandelstheorie, aus Kostensenkungen durch einen „Pool“ von Reservekapazitäten in Erzeugung und Übertragung oder aus Technologiekomplementaritäten resultieren. Vgl. Joskow und Schmalensee (1983); Kumkar (1995: 454 f.).

3 Erste Reformansätze

Die seit den siebziger Jahren gegenüber dem U.S.-Durchschnitt überproportional steigenden Strompreise haben zu einer zunehmenden öffentlichen Diskussion über Ursachen und mögliche Ansätze zur Umkehr der Strompreisdifferenzen geführt. Insbesondere größere Industrienachfrager, die mit ihren Endprodukten im nationalen oder internationalen Wettbewerb stehen, forderten Zugang zu billigeren Strombezugsmöglichkeiten.

Voraussetzung für Wettbewerb in der Stromversorgung ist die Möglichkeit, daß potentielle Anbieter Strom auch tatsächlich an die Nachfrager liefern können. Diesem Wunsch stand das Recht der Übertragungsnetzbetreiber entgegen, über die Nutzung ihrer Anlagen restriktiv verfügen zu können. Im Hintergrund steht auch der traditionelle – von der Regulierungspraxis unterstützte – Ansatz, daß ein Versorgungsunternehmen in seinem Versorgungsgebiet eigene Erzeugungskapazität vorhält, um seiner Versorgungspflicht nachkommen zu können. Die traditionell einzige Alternative zum Bezug vom Gebietsversorger ist die Eigenerzeugung, die durch den 1978er PURPA zwar wieder etwas attraktiver wurde, aber nur bei Vorliegen spezieller Umstände eine echte Alternative darstellt.

Da der Bau von Parallelnetzen wegen der natürlichen Monopoleigenschaft der Übertragungsanlagen im Regelfall ineffizient wäre, ist vor allem eine Öffnung der bestehenden Netze für unabhängige, dritte Nutzer Gegenstand der Reformen in Kalifornien. Dazu wurden sowohl auf der Ebene der USA als auch auf kalifornischer Ebene eine Reihe von Reformschritten eingeleitet. Die für Kalifornien wichtigsten Entscheidungen sind in Übersicht 1 zusammengefaßt.

In diesem Kapitel werden die ersten Reformansätze in Kalifornien diskutiert. Dabei wird ausführlich auf die Stellungnahmen und Vorschläge der kalifornischen Regulierungskommission vom April 1994 und Mai 1995 eingegangen. Sie stellen den direkten Ausgangspunkt für die weiteren

Reformschritte dar. Vorangestellt ist eine Untersuchung der prinzipiellen Fragestellungen bei der Etablierung von Netzzugangsrechten für Dritte.

Übersicht 1 – Die Schritte zur kalifornischen Reform

1978	Verabschiedung des PURPA durch den U.S.-Gesetzgeber: Förderung der regenerativen Energien und der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch Einspeisungsrecht in das Netz der Gebietsmonopolisten zu regulierten Preisen
1992	Verabschiedung des EPAct durch den U.S.-Gesetzgeber: Erweiterte Kompetenzen der FERC zur Anordnung von Durchleitungen durch die Netze von Gebietsmonopolisten auf der Großhandelsebene
April 1994	Stellungnahme der kalifornischen Regulierungskommission: Vorentscheidung für einen Common Carrier-Status der Übertragungsnetze ohne Festlegung auf ein bestimmtes Modell für den Großhandelswettbewerb
Dezember 1994	Antwort der Regulierungskommission auf eine Entscheidung der kalifornischen Legislative: Verschiebung des Zeitplans für die endgültige Entscheidung, Einrichtung einer Arbeitsgruppe zur Klärung der möglichen Auswirkungen der wettbewerblichen Umstrukturierung auf andere Politikbereiche
April 1995	Vorschlag der Federal Energy Regulatory Commission (FERC-NOPR): Etablierung eines Common Carrier-Modells auf der Großhandelsebene der USA
Mai 1995	Mehrheitsvorschlag der Regulierungskommission für die Implementierung eines Poolmodells: Die vorgesehene Marktstruktur wird zur Diskussion gestellt, eine endgültige Entscheidung vertagt.
Dezember 1995	Endgültige Entscheidung der kalifornischen Regulierungskommission: Die Einführung eines Poolmodells wird mit 3 zu 2 Stimmen beschlossen; die Teilnahme an diesem Pool ist für die drei großen privaten Versorgungsunternehmen obligatorisch, anderen Unternehmen ist die Teilnahme freigestellt. Der Betrieb der Übertragungsnetze wird vom Eigentum an den Netzanlagen getrennt und einem einzelnen „unabhängigen“ Systembetreiber überantwortet.

3.1 Die grundsätzliche Fragestellung: Ausschreibungswettbewerb, spezifische Durchleitungsrechte, Common Carrier oder Poolmodell ?

Als erster Ansatzpunkt der Reformdiskussion wurde das bestehende System der Gewinnregulierung identifiziert. Dieses führt – aus der Theorie der Regulierung wohl bekannt – nicht notwendig zu kostenminimaler Produktion der regulierten Monopolunternehmen. Als Reaktion hierauf werden seit einigen Jahren alternative – die Anreize des regulierten Unternehmens explizit berücksichtigende – Ansätze zur Regulierung der Unternehmen diskutiert und zum Teil unter der Bezeichnung „Performance-Based Ratemaking“ (PBR) bereits implementiert.²⁷

Dieser erste Ansatzpunkt stellt im wesentlichen auf die Heilung erkannter oder vermuteter Defekte der bisherigen Regulierung ab, ohne die Regulierungsnotwendigkeit des gesamten Stromsektors selber grundsätzlich in Frage zu stellen. Diese war dann aber bald ebenfalls Gegenstand der Diskussion, die weitaus wichtiger für die weitere Entwicklung der Stromwirtschaft ist als die Abkehr von der traditionellen Gewinnregulierung hin zur Performance-Based-Regulation. Zum Verständnis der kalifornischen Diskussion und der getroffenen Entscheidungen werden einige grundsätzliche Überlegungen vorangestellt, die die Tragweite der möglichen Reformansätze verdeutlichen sowie wesentliche Aspekte eines stärker wettbewerblich organisierten Stromsektors diskutiert.

Generell gilt, daß die Stromerzeugung nicht durch derartige Skalenerträge gekennzeichnet ist, daß ein Wettbewerb in der Stromerzeugung ineffizient ist²⁸. Das Vorliegen eines natürlichen Monopol ist kaum zu

²⁷ Zur Praxis in Kalifornien vgl. die Jahresberichte der CPUC (1993: 25; 1994: 11 ff.; 1995: 14 f.). Zu einem Überblick über neuere theoretische Ansätze der (Anreiz-) Regulierung vgl. Laffont (1994) und die Standard-Monographie von Laffont und Tirole (1993).

²⁸ Vgl. zu Angaben über den Verlauf der Durchschnittskosten der Stromerzeugung z.B. Joskow (1987); Lee et al. (1990: 94); Pechman (1993: 4); EIA (1993: 36 f.).

vermuten. Anders ist die Situation in der Stromübertragung in Hoch- und Höchstspannungsnetzen sowie in den Verteilungsnetzen zu beurteilen. Hier kann davon ausgegangen werden, daß der Betrieb solcher Netze Elemente eines natürlichen Monopols aufweist, da die durchschnittlichen Kosten der Stromübertragung mit zunehmenden Übertragungsmengen sinken. Ferner existieren in komplexen Netzen erhebliche Interdependenzen: Eine Überlastung von Teilen des Netzes hat Auswirkungen auf alle Teile des Systems. Insofern dürfte der Betrieb von Übertragungsleitungen im Regelfall durch die Eigenschaft des regionalen natürlichen Monopols gekennzeichnet sein.²⁹ Dies schließt nicht aus, daß das Eigentum an diesen Anlagen bei mehreren Agenten liegen kann, impliziert dann aber, daß der effiziente Betrieb der Netzanlagen von einer einzigen Betriebsgesellschaft organisiert wird. Damit ergibt sich als Schlußfolgerung, daß Effizienzgewinne vor allem aus einer wettbewerblichen Stromerzeugung erwartet werden können, nicht aus einem Wettbewerb zwischen Netzbetreibern. Wettbewerb in der Erzeugung ist aber nur dann möglich, wenn die Erzeuger ihren Strom auch an die Endnachfrager liefern können.

Bei der Frage, wie Wettbewerb in der Stromerzeugung durch eine Änderung des Netzzugangs für Dritte geschaffen werden kann, können vier Grundtypen unterschieden werden: (1) *Ausschreibungswettbewerb*, (2) *Modell spezifischer Durchleitungsrechte*, (3) *Common Carrier-Modell* und (4) *Poolmodell*.³⁰

²⁹ Ein *regionales* natürliches Monopol liegt vor, da Subadditivität der Kostenfunktion nicht bei allen regionalen Ausdehnungen des Netzes vorliegen wird, also beispielsweise die Durchschnittskosten bei regionaler Ausdehnung einen minimalen Punkt erreichen werden, ab dem die Kosten eher wieder steigen. Die kostenminimale regionale Größe eines Netzes ist nicht a priori, sondern nur empirisch zu bestimmen.

³⁰ Vgl. zu einem Überblick über verschiedene Wettbewerbsansätze in der Stromversorgung auch Klopfer und Schulz (1993). Der von ihnen als Durchleitungsmodell bezeichnete Ansatz deckt sich wegen der von ihnen angenommenen Priorität der Eigennutzung des Netzes durch den Besitzer (Klopfer und Schulz 1993: 25) weitgehend mit dem hier diskutierten Modell spezifischer Durchleitungsrechte. Bei

(1) Als erster Ansatzpunkt wird die wettbewerbliche Akquirierung neuer Kraftwerkskapazitäten bzw. der Bezug von Strom aus unabhängigen Anlagen durch den weiterhin existierenden Gebietsmonopolisten betrachtet. Dieser *Ausschreibungswettbewerb* ändert gegenüber dem Status Quo nur die Beschaffungspraxis der weiter als regionale Monopole agierenden Versorgungsunternehmen, ohne den Wettbewerb um Endkunden zu öffnen. Die Versorgungsunternehmen unterlägen weiterhin einer Versorgungspflicht für die Endkunden, wären aber hinsichtlich ihrer Beschaffungspraxis verpflichtet, die kostengünstigsten Angebote auch von unabhängigen Erzeugern zu berücksichtigen. Zur Implementierung wäre in Kalifornien eine Erweiterung der Regulierung notwendig, die die Anreizstrukturen der Versorgungsunternehmen derart beeinflussen müßte, daß diese die wettbewerbliche Akquirierung entweder aus eigenem Gewinninteresse oder nach strikten Anweisungen der kalifornischen Regulierungskommission befolgen. Als ein Grenzfall wäre das vollständige³¹ Verbot der Stromerzeugung für die Versorgungsunternehmen denkbar. Nachteil dieses Ausschreibungswettbewerbs ist, daß die Regulierungsintensität zunehmen würde und somit die aus dem Wettbewerb in der Erzeugung erwarteten Effizienzgewinne verringert werden könnten.

(2) Ein zweiter Ansatzpunkt ist der fallweise Zugang Dritter zu den Netzen der Versorgungsunternehmen. Dieser als *Modell spezifischer Durchleitungsrechte* bezeichnete Ansatz³¹ eröffnet unabhängigen oder gebietsfremden Stromerzeugern die Möglichkeit, direkt mit Stromnachfragern Verträge zu schließen.³² Bisher standen den Stromnachfragern

Klopfer und Schulz sind daneben Varianten der Ansätze (1) und (4) zu finden, während (3) nicht diskutiert wird.

³¹ In der Diskussion um die Liberalisierung in der Europäischen Union wird eine Variante dieses Ansatzes unter dem Begriff „Verhandelter Netzzugang Dritter“ diskutiert. Vgl. Kumkar (1995: 464).

³² Eine Anmerkung zum Begriff „Durchleitung“: Dieser ist strenggenommen eine Fiktion, da im Grunde drei Vorgänge stattfinden, die mit der traditionellen Vorstellung eines Transports etwa im Güterverkehr kaum zu vereinbaren sind: Zum einen findet eine

bekanntlich allein die Alternativen Eigenerzeugung und Bezug vom Gebietsmonopolisten zur Verfügung.³³ Der Reformansatz würde individuelle spezifische Durchleitungsrechte definieren, die einzelnen Endkunden oder Verteilungsunternehmen durch die Leitungen der Übertragungsnetzbesitzer zustehen.³⁴ Der Besitzer des Netzes wäre verpflichtet, Durchleitungen dann zu ermöglichen, wenn freie Kapazitäten vorliegen. Der Anspruch auf Durchleitung wäre im Konfliktfall gerichtlich oder durch eine spezielle Regulierungsinstanz durchzusetzen.

Einspeisung in das Netz des Durchleitenden statt, zum zweiten findet eine (mehr oder weniger) synchrone Entnahme an einer anderen Stelle des Netzes statt. Diese beiden Vorgänge bedingen zum dritten regelmäßig eine Anpassung der anderen Einspeisungs- und Entnahmevorgänge im Netz des Durchleitenden etwa durch eine geänderte Lastverteilung. Daneben muß im Interesse der Erhaltung der Systemstabilität beispielsweise auch die Reservevorhaltung im Netz geändert werden. Die externen Effekte im Netz, die aus den Kirchhoffschen Regeln folgen, bedingen eine hohe Komplexität der mit einer Durchleitung verbundenen Effekte im Netz. Eine „Durchleitung“ in Form eines isolierten „Transports“ von Strom würde also nur dann vorliegen, wenn der Transport nur über eine bestimmte, exklusive Leitung erfolgen würde, ein sehr unrealistischer Fall. Dem allgemeinen Sprachgebrauch in der Literatur folgend, wird auch in der vorliegenden Arbeit von „Durchleitungen“ gesprochen, wenn – zumindest implizit – die drei obigen Vorgänge (Einspeisung, Entnahme und Transport im weiten Sinne, d.h. einschließlich der Anpassungen der anderen Lastflüsse und Netzdienstleistungen) gemeint sind. Vgl. auch Klopfer und Schulz (1993: 101 f.).

³³ Die Eigenerzeugung in den Vereinigten Staaten hat kaum mehr die Bedeutung, die sie etwa in Deutschland hat. Dies liegt nicht zuletzt daran, daß industrielle Eigenerzeugung latent in Gefahr ist, als Aktivität der Stromversorgung klassifiziert zu werden und damit den Regulierungen auf Bundes- oder Staatsebene unterworfen zu werden. Insofern ist die Eigenerzeugung bis Ende der siebziger Jahre kontinuierlich gesunken und hat erst durch den PURPA und den 1992er EPAct wieder eine – stark – zunehmende Tendenz erfahren. Vgl. hierzu Kumkar (1996).

³⁴ Hier liegt auch der Grund für die in der Literatur zu findende Formulierung des „Marktzutritts Dritter“ (Third Party Access TPA): Bei den traditionellen Vertragsbeziehungen in der Stromwirtschaft handelt es sich durchweg um bilaterale Transaktionen zwischen einem Verkäufer und einem Käufer. Bei den sogenannten Durchleitungen sind definitionsgemäß mindestens drei Vertragsparteien am Zustandekommen der Transaktion beteiligt: der Stromlieferant, der Nachfrager und der Netzinhaber, der seine Anlagen für den Transport des Stroms zur Verfügung stellen muß.

Dieser Ansatz birgt die Gefahr, daß der Netzinhaber Durchleitungen dadurch verhindert, daß er seine Ausbauplanung stets so ausrichtet, daß keine freie Kapazität vorhanden ist. Somit ist also in diesem Ansatz unter Umständen auch die Investitionsregulierung zu intensivieren, um derartiges Verhalten zu verhindern. Ein weiterer Nachteil kann eine erhöhte Regulierungsintensität bzw. eine ebenfalls kosten- und zeitintensive Reihe von Gerichtsverfahren sein, da die Durchleitungsentgelte wahrscheinlich regelmäßig Gegenstand von Disputen zwischen den Durchleitung begehrenden und den netzbesitzenden Unternehmen sein würden. Mögliche Vorteile wären erstens die Erweiterung der Wahlmöglichkeiten der Stromnachfrager und ein entstehender Wettbewerb in der Stromerzeugung. Zweitens könnte die weiterhin beim Netzinhaber verbleibende Verantwortung für die Netzstabilität als Vorteil genannt werden. Dieses würde eine Implementierung für die Regulierungsinstanz recht einfach gestalten.

(3) Ein dritter Ansatz der Netzöffnung, das *Common Carrier-Modell* zeichnet sich dadurch aus, daß der Betrieb des Netzes aus der Verfügung des bisherigen Gebietsmonopolisten gelöst wird: Der Netzzugang wird derart ausgestaltet, daß jeder potentielle Nutzer Zugang zu möglichst transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen erhalten soll. Der Betreiber des Netzes hat – nur durch technische Restriktionen begrenzten – Kontrahierungszwang mit allen potentiellen Nutzern. Zu diesem Zweck müssen Rationierungsmechanismen definiert werden, die bei Knappheiten etwa über den Preis oder sonstige Instrumente die Nutzung regeln. Dabei ist denkbar, daß die bisherigen Besitzer weiter im Besitz der Anlagen bleiben, aber von der Regulierungsbehörde Auflagen über den Betrieb der Netze bekommen.

Das Common Carrier-Modell ist Konsequenz und Ergänzung des Modells spezifischer Durchleitungsrechte, indem es versucht, mögliche Fehlanreize des Netzbesitzers zu vermeiden. Dies kann durch einen strikt

regulierten Netzzugang oder durch die Etablierung eines dann „leichter“ zu überwachenden eigenständigen Netzbetreibers geschehen.

(4) Im vierten und letzten hier betrachteten Ansatz zur Netzöffnung, dem *Poolmodell*, werden Netzzugangsrechte für einzelne Erzeuger, also Zugang zu einem als natürliches Monopol charakterisiertes „Übertragungsnetz“ geschaffen und um das weitere Element des zentrale Kraftwerksabrufs ergänzt. Dieser zentrale Abruf hat zwei Dimensionen, die in diesem Zusammenhang unterschieden werden müssen:

1. Zum einen stellt er sicher, daß die Netzstabilität durch die einzelnen Einspeisungen und Entnahmen nicht gefährdet wird;
2. zum anderen soll er zentral die kostenminimale Erzeugung in den Kraftwerken nach den individuellen kurzfristigen Kostenverläufen sicherstellen.

Grundsätzlich muß die erste Funktion auch im Common Carrier-Modell gewährleistet werden. Es kann sich auch im Common Carrier-Modell als notwendig erweisen, daß der Netzbetreiber kurzfristig in die Einspeisungs- und Entnahmevorgänge eingreift, um die Systemstabilität etwa bei drohenden Netzengpässen zu gewährleisten. Im Poolmodell kommt als zweiter Aspekt der Zugang zur zentralen Erzeugungsplanung hinzu: In dieser Planung, die vor der tatsächlichen Erzeugung durchgeführt wird, werden die Kraftwerkseinsatzpläne durch einen Pool derart abgestimmt, daß die kurzfristigen Kosten der Gesamterzeugung minimiert werden. Vereinfacht ausgedrückt werden die Kraftwerke nach aufsteigender Höhe ihrer variablen Kosten in eine Reihenfolge gebracht und dann gemäß dieser „merit order“ je nach Last in der Erzeugungsplanung berücksichtigt. Es liegt auf der Hand, daß durch diese zentrale Kraftwerkseinsatzplanung unter Umständen Effizienzgewinne gegenüber einem isolierten, nur durch die

Aspekte der Netzstabilität beschränkten Betrieb der Kraftwerke realisiert werden können.³⁵

Das Poolmodell ist damit eine mögliche Konsequenz der in der Kraftwerkseinsatzplanung angenommenen Elemente eines natürlichen Monopols – oder anders formuliert – der Transaktionskosten, die bilaterale Verträge zwischen Stromerzeugern und Nachfragern zur ineffizienten Methode des tatsächlichen Kraftwerksaufrufs werden lassen können.³⁶ Exakt diese Frage, ob dieses – mögliche – natürliche Monopol in der Kraftwerkseinsatzplanung tatsächlich vorliegt, kristallisierte sich in der kalifornischen Reformdiskussion als ein Gegenstand heftiger Kontroversen heraus.

3.2 Schritte vor der Stellungnahme von 1994

Die kalifornische Regulierungskommission hat seit der ersten Ölkrise einige Schritte unternommen, die die volkswirtschaftlichen Kosten der Elektrizitätsversorgung senken sollten. Zu nennen sind die DSM-Maßnahmen, die Unterstützung der regenerativen Energien und vor allem der industriellen Eigenerzeugungsmöglichkeiten in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die nach dem 1978er PURPA entstandenen Erzeugungsanlagen zeigten dabei vor allem eines: Das vermutete natürliche Monopol der gesamten Stromversorgung ist höchst fragwürdig – entstanden doch trotz der stark zunehmenden unabhängigen Stromerzeugung keinesfalls

³⁵ Das Poolmodell kann auch in einer reinen Großhandelsvariante betrachtet werden, bei der die Endkunden keinen Zugang haben. In dieser Form entspricht das Poolmodell am ehesten der bisherigen zentralen Kraftwerkssteuerung in integrierten Unternehmen, die um einen kurzfristigen Ausschreibungswettbewerb ergänzt wird. Die Kostenfunktionen der einzelnen Kraftwerke, die dem bisherigen Lastverteiler vorgelegen haben, sind nunmehr durch Angebotsfunktionen der einzelnen Kraftwerke ersetzt. Das Ziel der Kostenminimierung kann im Prinzip absolut analog gelöst werden. Da Gegenstand der Reformen in Kalifornien die Einführung von Wettbewerb um Endkunden ist, wird diese Variante des Poolmodells im vorliegenden Beitrag nicht diskutiert.

³⁶ Als entschiedene Vertreter der Idee, daß dieser Aspekt des natürlichen Monopols in der Lastverteilung eine Poollösung aus Effizienz-sicht erzwingen muß vgl. Ruff (1994) und Hogan, insbes. (1995), aber auch (1993).

Gefahren für die Systemstabilität. Die behauptete Gefährdung der Systemstabilität durch Einführung von Wettbewerbselementen in der Stromversorgung ist seit Jahrzehnten ein Punkt, der vor einer stärker dezentralisierten Stromerzeugung warnen soll. Das andere Argument, das bei Warnungen vor einer solchen Tendenz hin zur dezentralen Erzeugung regelmäßig angeführt wurde, war die behauptete Ineffizienz unabhängiger Stromerzeugung. Zu diesem Punkt gab es kaum empirische Evidenz, standen doch jahrzehntelang die Zeichen auf stärkerer horizontaler Integration der Stromerzeugung. Die Hypothese der enormen Integrationsvorteile war also kaum zu widerlegen.

Nun zeigten sich aber im Gefolge der PURPA-Gesetzgebung einige denkwürdige Ergebnisse: Zum einen wurde vorgeschrieben, daß der Strom aus QFs zu sogenannten vermiedenen Kosten der Stromerzeugung der Versorgungsunternehmen angekauft werden mußten. Damit war die Frage nach den Grenzkosten der Stromerzeugung in Kraftwerken der Versorgungsunternehmen gestellt. Die ersten Erfahrungen nach Veröffentlichung der ermittelten Kosten waren überraschend: Die Angebote zu diesen Preisen überstiegen den festgestellten Bedarf an Strom bei weitem (Bushnell und Oren 1994: 6; Joskow, 1991: 64). Das gab schon einmal zu denken, auch wenn über die Ermittlung der „vermiedenen Kosten“ nicht immer Konsens herrschte.

Interessanter ist die weitere Entwicklung, die dann über QFs hinaus auch andere Kraftwerkstechnologien erfaßte: Durch den EPAct und die Politik der Federal Energy Regulatory Commission waren die wirtschaftlichen Bedingungen für unabhängige Stromerzeuger erheblich verbessert worden. In Kalifornien wurde diese Änderung zum Anlaß genommen, den Versorgern vorzuschreiben, neue Stromerzeugungskapazität in einer wettbewerblichen Auktion zu akquirieren, es wurde also ein Ausschreibungsmodell implementiert, bei dem das Eigentum an den Anlagen bei unabhängigen Erzeugern liegt, während die in diesen Anlagen erzeugten Strommengen – vertraglich fest vereinbart – an das aufnehmende

Versorgungsgütern geliefert wird. (CPUC 1994a: 48 und 75 f.). Die Ergebnisse waren ermutigend: Die angebotenen Mengen überschritten die benötigten bei weitem. Da die Preise bei diesen Verfahren nicht mehr an die vermiedenen Kosten der Versorgungsunternehmen gekoppelt waren, sondern über die Ausschreibung am Markt gebildet wurden, kann auch eine – vorläufige – Aussage über die Wirtschaftlichkeit der unabhängigen Anlagen getroffen werden: Sie ist gegeben und sie ist offenbar derart gegeben, daß eines der drei großen Versorgungsunternehmen (PG&E) seine Absicht erklärt hat, keine eigenen Kraftwerke mehr zu bauen, da die unabhängige Erzeugung kostengünstiger wäre (vgl. PG&E 1996).

3.3 Die Stellungnahme von 1994: Die Vorentscheidung

Durch die Ergebnisse der Ausschreibungen ermutigt, veröffentlichte die kalifornische Regulierungskommission im April 1994 ihre erste offizielle Stellungnahme zu weitergehenden Reformen der Regulierung der Stromversorgungsunternehmen. Diese Stellungnahme verdient ausführliche Betrachtung, markiert sie doch den Ausgangspunkt für die radikalen Reformschritte in Kalifornien. Sie verdeutlicht auch in zum Teil recht drastischer Form die Fehlentwicklungen der bisherigen Regulierungspraxis aus Sicht derjenigen Institution, die für eben diese Regulierung verantwortlich ist. In dieser Stellungnahme werden zwei Strategien zur Reform des Stromsektors vorgestellt (CPUC 1994a): Zum einen kündigt die kalifornische Regulierungskommission eine generelle Änderung der Preisregulierungsmethode von der traditionellen Gewinnregulierung zur Anreizregulierung an, und zum anderen gibt sie ihre Absicht kund, künftig die Stromerzeugung weitgehend zu deregulieren. Als weiterer Punkt, der für die Frage der endgültigen Marktstruktur von eher nachrangiger Bedeutung ist, wird in der Stellungnahme die Einführung einer sogenannten „Competition Transition Charge“ CTC angekündigt, auf die weiter unten einzugehen sein wird.

In der Stellungnahme stellt die kalifornische Regulierungskommission fest, daß eine Reihe von Fehlentwicklungen aufgetreten sind, die eine Reform bedingen. Hierzu zählt sie (CPUC 1994a: 10):

1. Die starre Regulierungsform, die nicht an die technologische und wettbewerbliche Entwicklung in der Stromversorgung angepaßt ist;
2. die immanent schwachen Anreizwirkungen der traditionellen Gewinnregulierung im Hinblick auf Effizienz der Versorgungsunternehmen beim Betrieb und Ausbau der Erzeugungs- und Übertragungsanlagen;
3. die zahllosen teuren, intransparenten und zeitintensiven Verfahren im Rahmen der Regulierung.

Als Ansatzpunkt zur Etablierung von Wettbewerb in der Stromerzeugung wird in der Stellungnahme das Common Carrier-Modell gewählt.³⁷ Die in der kalifornischen Diskussion ebenfalls diskutierte erweiterte Variante des Ausschreibungsmodells, in dem die Versorgungsunternehmen weiterhin Monopole bei der Endversorgung besitzen, wird in der Stellungnahme nicht mehr aufgegriffen und damit implizit verworfen. Die Etablierung eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte wird ebenfalls als nicht hinreichend beurteilt.

Beginnend mit der Implementierungsphase ab dem 1. Januar 1996 sollen bis zum 1. Januar 2002 stufenweise alle Stromnachfrager die Option erhalten, unter Umgehung der Gebietsversorger direkt mit Erzeugern Stromlieferungen zu vereinbaren („Direct Access“, Direktzugang). Die Nachfrager sollen die Lieferungen entweder selber oder über Maklerunternehmen organisieren können. Ihnen soll aber auch weiterhin die Option

³⁷ In der U.S.-amerikanischen Diskussion werden die beiden Modelle, die auf dem Netzzugang Dritter basieren (Modell spezifischer Durchleitungsrechte und Common Carrier-Modell), generell als „Wheeling“-Ansätze bezeichnet, wobei je nach Kundenkreis, dem dieser Netzzugang eingeräumt wird, in „Retail Wheeling“ und „Wholesale Wheeling“ unterschieden wird. In der kalifornischen Umstrukturierungsdebatte geht es im wesentlichen um Aspekte des „Retail Wheeling“.

eingerräumt werden, Strom zu regulierten Preisen von ihrem bisherigen Versorgungsunternehmen zu beziehen (CPUC 1994a: 18, 53); die Kunden hätten also die Möglichkeit, sich von den wettbewerblichen Reformen „abzukoppeln“, wenn man von der Absicht der kalifornischen Regulierungskommission absieht, die Preise der Versorger zukünftig nach einer Anreizmethode zu regulieren.

Die Gebietsversorger unterlägen weiterhin einer Versorgungspflicht für die Kunden, die sich nicht explizit für die Option des Direktbezugs entscheiden (CPUC 1994a: 44). Der Wechsel zwischen den beiden Bezugskategorien soll zwar ermöglicht werden, aber nur mit 12monatiger Ankündigungsfrist Geltung erlangen. Die Versorgungsunternehmen dienen damit weiterhin – unter Beachtung der Fristen – als Versorger des „last resort“ (CPUC 1994a: 71).

Die Besitzer von Stromtransportleitungen (Übertragung und Verteilung) wären nach der Stellungnahme vom April 1994 dazu verpflichtet, „fremden“ Strom zu den Endkunden zu leiten und dürften ihre „eigenen“ Kraftwerke und Entnahmen gegenüber diesen „fremden“ Einspeisungs- und Entnahmevorgängen nicht bevorzugen. Zur Sicherstellung dieses „diskriminierungsfreien“ Netzzugangs würden die Preise für Übertragungsleistungen von der kalifornischen Regulierungskommission reguliert; die Versorgungsunternehmen wären zu einer mindestens buchhalterischen Trennung der Geschäftsbereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Endkundenservice verpflichtet, um die Regulierungseffektivität zu gewährleisten.

Mit dieser Stellungnahme wurde eine grundlegende Umkehr in der Stromwirtschaft angekündigt. Sie impliziert die Aufgabe des Modells der geschlossenen Versorgungsgebiete und das mögliche Ende der vertikal integrierten großen Versorgungsunternehmen. Die endgültige Entscheidung wurde für den August 1994 angekündigt.

3.4 Reaktionen

3.4.1 Die Reaktion des kalifornischen Parlaments

Bevor die Regulierungskommission ihre Absicht in die Tat umsetzen und die ankündigte endgültige Entscheidung treffen konnte, verabschiedeten die beiden Kammern des kalifornischen Parlaments im August 1994 die Assembly Concurrent Resolution 143 (ACR) (California State Senate 1994).

In diesem Beschluß wird die kalifornischen Regulierungskommission aufgefordert, die Legislative detailliert zu unterrichten und zu konsultieren, bevor eine endgültige Entscheidung getroffen wird. Von besonderer Wichtigkeit erscheint dem Parlament die Frage, wie mit unwirtschaftlichen, noch nicht voll abgeschriebenen Vermögensbestandteilen der Versorgungsunternehmen umgegangen werden soll. Hintergrund ist die Befürchtung, daß eine Reihe von bereits getätigten Investitionen vor allem in Kernkraftwerkskapazität und Verträgen mit unabhängigen Erzeugern (basierend auf dem PURPA) für die Gebietsmonopolisten derart unwirtschaftlich sind, daß bei wegfallenden Versorgungsmonopolen die finanzielle Überlebensfähigkeit der großen Versorgungsunternehmen ernsthaft gefährdet wäre.

Die naheliegende Lösung dieses Problems – eine Änderung der Preisstruktur zu Ungunsten der kleinen Nachfrager, die auch zukünftig in der Mehrheit auf den Bezug von ihrem bisherigen Gebietsmonopolisten angewiesen sein könnten – ist wegen der damit verbundenen verteilungspolitischen Konsequenz auch nicht derart attraktiv, daß die Parlamentsvertreter der Regulierungskommission bei der weiteren Umstrukturierung freie Hand lassen wollten. Ein weiterer Punkt, der in der ACR angesprochen wird, ist die Frage, wie die bisherigen politischen Ziele der Energieeffizienzerhöhung, der Förderung der alternativen Energien und anderer mit der Energiewirtschaft nur am Rande zusammenhängenden Politiken³⁸

³⁸ Ohne Anspruch auf Vollständigkeit seien einige Ziele genannt, deren Verfolgung den Versorgern aus politischer Sicht auferlegt worden sind (vgl. z.B. CPUC 1994b: 9 und DRA 1995: Kap. XV): (i) „angemessene“ und „nichtdiskriminierende“ Strompreise

weiterhin verfolgt werden können, wenn die bisherigen Agenten (die Versorgungsmonopole) in ihrer Struktur grundlegend geändert werden bzw. schlicht nicht mehr existieren.

Als Reaktion auf den Beschluß der kalifornischen Legislative veröffentlichte die kalifornische Regulierungskommission im Dezember eine Revision ihrer Pläne. Der Zeitplan wurde erheblich verschoben: Eine neue vorläufige Entscheidung wird für den 22. März 1995 angekündigt. Die endgültige Entscheidung sollte im Mai getroffen werden und im September 1995 in Kraft treten (CPUC 1994b: 1 u. 4 f.). Ferner wird die Einsetzung einer Arbeitsgruppe beschlossen, die die sozialen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Verpflichtungen und Restriktionen der Versorgungsunternehmen auf ihre Kompatibilität mit wettbewerblichen Märkten untersuchen soll (CPUC 1994b: 7).

3.4.2 Bericht der Arbeitsgruppe

Am 22. Februar 1995 legte die nach der CPUC-Entscheidung vom Dezember 1994 gebildete Arbeitsgruppe ihren Bericht vor (Working Group 1995).³⁹ Die in diesem Bericht festgehaltenen Schlußfolgerungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Alle bisher vorgeschlagenen Restrukturierungsmodelle sind aus Sicht der beteiligten Gruppen um flankierende Regulierungen zu ergänzen, sollen

(die im Regelfall Preisdiskriminierung nach ökonomischer Definition implizieren); (ii) DSM; (iii) Unterstützung alternativer Energien; (iv) Sicherstellung der Ressourcendiversifikation; (v) Umweltschutz; (vi) öffentliche Sicherheit und Gesundheitsaspekte; (vii) Unterstützung geringverdienender Kunden; (viii) Forschung und Entwicklung in der Energietechnologie; (ix) Einführung von Elektroautos; (x) Förderung der wirtschaftlichen Betätigung von Frauen, Minderheiten und Kriegsversehrten; und letztlich (xi) die Förderung spezieller wirtschaftlicher Betätigung im Rahmen der staatlichen Wirtschaftsförderungspolitik.

³⁹ Insgesamt waren 126 Interessengruppen in der Arbeitsgruppe vertreten, darunter alle Stromversorgungsunternehmen, Umweltschutzverbände, unabhängige Stromerzeuger und große Stromverbraucher.

die Ziele im Bereich der Sozial-, Energie-, Verteilungs-, Wirtschaftsförderungs- und Umweltpolitik weiter verfolgt werden.

- Ob diese Ziele mit allen Umstrukturierungsvorschlägen vereinbar sind, ist strittig.
- Die Verfolgung der genannten öffentlichen Aufgaben soll entweder von den Verteilungsunternehmen als Nachfolger der Versorgungsunternehmen oder von einer neuen staatsweiten Agentur übernommen werden.
- Einige Vertreter fordern eine Erweiterung der Kompetenzen der kalifornischen Regulierungskommission auf alle Stromversorgungsunternehmen, um zu starke regionale Diskrepanzen zwischen den Marktbedingungen zu vermeiden. Bisher ist die CPUC für die Regulierung nur der privaten Versorgungsunternehmen zuständig.

3.4.3 Die Diskussion um verschiedene Marktmodelle

Im Anschluß an die vorläufige Entscheidung vom April 1994 entzündete sich eine breite Debatte über die anzustrebende Marktstruktur und über die weitere Regulierungsnotwendigkeit. Die in der Diskussion vertretenen Ansätze für die Umstrukturierung lassen sich in vier Gruppen gliedern:⁴⁰

1. Einführung des Common Carrier-Modells ohne Vorgabe für die zu etablierenden Märkte im Groß- und Einzelhandel (*bilateral market approach*): Dieser Ansatz entspricht im wesentlichen den in der Stellungnahme der Regulierungskommission vom April vorgesehenen Reformen. Die Märkte sollen sich frei entwickeln. Endkunden sollen stufenweise Direktzugang zu den Stromerzeugern erhalten, die Netzleistungen von der kalifornischen Regulierungskommission reguliert werden. Der Betrieb des Übertragungsnetzes wird aus der Verfügung

⁴⁰ Die Ausführungen zu den einzelnen Marktmodellen stützen sich u.a. auf: CPUC (1994b: 10; 1995a: 27 ff.; 1995c: Anhang 3); CEC (1995a); Henney (1995) sowie Working Group (1995:iv).

der Eigentümer genommen und einer neu zu schaffenden Instanz übertragen. Ob die bisherigen Gebietsversorger weiterhin eigene Kraftwerke besitzen dürfen, ist umstritten. Dieser Ansatz wurde insbesondere von PG&E, unabhängigen Erzeugern und Energiehandelsunternehmen, einigen Ministerien des Bundesstaates und großen Energieverbrauchern vertreten.

2. Einführung eines Poolmodells mit Partizipationspflicht für Erzeuger, zu dem alle Endnachfrager Zugang haben (*PoolCo approach*): Alle Kaufaktionen werden über den Pool abgewickelt, finanzielle, unregulierte Verträge sollen den Poolmarkt ergänzen. Direktzugang von Endkunden zu Erzeugern ist somit ausgeschlossen. Die Nachfrager können entweder direkt beim Pool oder aber über ihren bisherigen Gebietsmonopolisten kaufen. Das Übertragungsnetz wird von einem neu zu gründenden, unabhängigen Systembetreiber („Independent System Operator“, ISO), der gleichzeitig den Großhandelspool organisiert, betrieben. Ob die bisherigen Gebietsversorger weiterhin eigene Kraftwerke besitzen dürfen, ist umstritten. Dieser Ansatz wurde insbesondere von SCE und SDG&E, der kalifornischen Energiekommission, dem U.S.-Energieministerium, einigen Vertretern der kalifornische Regulierungskommission sowie manchen Ökonomen (Paul Joskow, William Hogan, Sally Hunt) vertreten.
3. Großhandelsreform mit oder ohne Pflichtpool, ähnlich dem unter 2. genannten Modell, aber ohne den Zugang der Endnachfrager, die weiterhin von ihrem Gebietsversorger kaufen müssen (*wholesale approach*): Dieser Ansatz bleibt wegen der fehlenden Partizipationsmöglichkeiten der Nachfrager weit hinter dem in der Stellungnahme vom April gesetzten Rahmen zurück. Er wurde im wesentlichen von lokalen öffentlichen Versorgungsunternehmen, deren nationalem Dachverband APPA (American Public Power Association), Gewerkschaften und Umweltschutzverbänden vorgeschlagen.

4. Großhandelsreform, bei der neu zu schaffende (genossenschaftliche oder kommunale) Institutionen auf lokaler Ebene gegründet werden, die als Makler für alle Kunden in ihrem Gebiet fungieren (*community access approach*): Die Einrichtung eines Pools ist nicht vorgesehen, der Direktzugang von Endkunden explizit ausgeschlossen. Die privaten Versorgungsunternehmen sollen sich aus der Erzeugung allmählich zurückziehen und nur noch als Verteilungs- und Übertragungsnetzinvestoren fungieren. Ähnlich wie 3. bleibt dieser Ansatz weit hinter dem in der Entscheidung vom April gesetzten Ansatz zurück.

Anhand dieser Aufstellung wird deutlich, daß in der Diskussion eine weite Spanne an Modellen vertreten wurde, die auf der Entscheidung vom April aufbauen oder sie z.T. demontieren. Gemeinsam sind den vier Modellen nur zwei Aspekte:

- Der Großhandel mit Strom wird reformiert. Alle Erzeuger sollen Zugang zu diesem staatsweiten Großhandel erlangen.
- Der Betrieb der Übertragungsnetzkapazitäten wird einer – von den Besitzern mehr oder weniger unabhängigen – neuen Instanz, z.T. als ISO bezeichnet, übertragen.

Über den von der kalifornischen Regulierungskommission eingeschlagenen Weg der Etablierung von Wettbewerb um Endkunden herrscht Uneinigkeit. Letztlich verbietet auch der PoolCo-Ansatz Direktverträge zwischen Erzeugern und Nachfragern über Stromlieferungen. Sie sollen nur über den Pool erfolgen können. Insofern ist der bilateral „market approach“ das Modell, das den ursprünglichen Vorgaben der Regulierungskommission am ehesten folgt.

3.5 Ein erstes Zwischenfazit

Die Stellungnahme der kalifornischen Regulierungskommission vom April 1994 erregte viel Aufmerksamkeit, kündigte sie doch eine fundamentale

Änderung der Regulierung an. Dabei ist die Grundidee (CPUC 1994a: 42) eigentlich eine für den Ökonomen fast banale Selbstverständlichkeit:

1. Wo Elemente eines natürlichen Monopols oder Marktmacht im Wettbewerb vorliegen, soll effizient reguliert oder überwacht werden.
2. Wo Wettbewerb die bessere Art zur Organisation der Entwicklung, der Lieferung und des Verbrauchs von Leistungen ist, soll die Regulierung abgeschafft werden.

Natürliche Monopole bzw. Marktmachtprobleme sieht die kalifornische Regulierungskommission in der Übertragung, der Verteilung und den Systemkoordinierungsaufgaben. Diese Leistungen sollen zukünftig effizienter reguliert werden, als es bisher durch die Gewinnregulierung möglich war. Zu den eher wettbewerblich zu organisierenden Aktivitäten zählt aus Sicht der Regulierungskommission die Stromerzeugung, Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz (beispielsweise DSM) und Handelsaktivitäten, also der Verkauf von Strom auf der Großhandels- und Einzelhandelsebene durch Makler und Zwischenhändler sowie durch die entsprechenden Abteilungen in integrierten Unternehmen.

Wo liegen also die wesentlichen Punkte der April-Entscheidung und der darauf folgenden Diskussion?

- Zu nennen ist an erster Stelle die in der Entscheidung vorgesehene Trennung der Nutzung vom Eigentum an Übertragungsleitungen. Die im Common Carrier-Modell vorgesehenen Rationierungsmechanismen bei Netzengpässen räumen den Besitzern der Übertragungsleitungen kein Vorrecht an der Nutzung ihrer Anlagen ein. Damit werden faktisch die Verfügungsrechte neu zugewiesen, aus Sicht der Eigentümer stark beschnitten.
- Ein weiterer Punkt ist die Tatsache, daß über die Frage, ob schließlich ein Poolmodell oder ein Common Carrier-Modell implementiert wird, in der (vorläufigen) Entscheidung keine Festlegung getroffen wurde. Zwar liest sich die Betonung der Wahlfreiheit der Konsumenten wie eine

Festlegung auf ein reines Common Carrier-Modell, jedoch finden sich auch Anhaltspunkte, die auf die Möglichkeit einer Pflicht-Etablierung eines zentralen Pools hindeuten (vgl. z.B. CPUC 1994a: 39).

- Festzuhalten ist auch die Absicht der kalifornischen Regulierungskommission, keine Änderungen der Preisstruktur zuzulassen, die einzelne Nachfragergruppen als Ergebnis der Reformen schlechter stellen würde als unter dem Status quo. Zu diesem Zweck ist die Einführung eines Price-caps für die bei den Versorgungsunternehmen verbleibenden Kunden vorgesehen. Zu diesen verteilungspolitischen Aspekten der angestrebten Reform gehört daneben die beabsichtigte Einführung einer noch nicht genau spezifizierten Abgabe, die alle Nachfrager zu entrichten haben und die zur Finanzierung unwirtschaftlicher Vermögensbestandteile der Versorgungsunternehmen dienen soll.
- Deutlich wird in der vorläufigen Entscheidung der kalifornischen Regulierungskommission auch, daß von einer „passiven“ Deregulierung nicht die Rede sein kann. Die vorgesehenen Umstrukturierungen gehen mit einer erheblichen Re-Regulierung einher, die im Bereich der Übertragungsleitungen die Regulierungsintensität eher erhöhen dürfte (vgl. hierzu auch CPUC 1994a: 49, 52 f.) In Erwägung gezogen wird eine Zerlegung der Unternehmen, die über eine buchhalterische Trennung der Bereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verkauf an Endkunden hinausgeht (CPUC 1994a: 80 f.), oder sogar ein explizites Verbot für Versorgungsunternehmen, weiterhin Strom zu erzeugen.

3.6 Die Vorschläge vom Mai 1995: Pflichtpool vs. Common Carrier

Im Mai 1995 (CPUC 1995b) wurde von der Mehrheit der Regulierungskommission eine vorläufige Entscheidung zugunsten des Poolmodells getroffen. Gleichzeitig wurde ein alternativer Common Carrier-Vorschlag zur Diskussion gestellt. An dieser Tatsache ist abzulesen, daß die Regulierungskommission sich noch nicht zu einer endgültigen Entscheidung durchringen konnte. Die Modelle des „wholesale approach“ und des

„community access approach“ werden aber in beiden Vorschlägen verworfen. In den folgenden Ausführungen werden die beiden verbleibenden (auf dem „PoolCo approach“ bzw. „bilateral market approach“ basierenden) konkreten Modelle skizziert und diskutiert. Gemein ist beiden, daß der Zeitplan für die Umstrukturierungen abermals revidiert wird: Als Zeitpunkt für die Verabschiedung der endgültigen Entscheidung war der August 1995 vorgesehen, diese Entscheidung sollte dann ab 1996 in Kraft treten. Die Implementierung der wesentlichen neuen Marktorganisationen sollte am 1. Januar 1997 abgeschlossen sein.

3.6.1 Der Mehrheitsvorschlag: Ein Pflichtpool für die privaten Unternehmen

Nach dem Willen der Mehrheit der kalifornischen Regulierungskommission (CPUC 1995c) war vorgesehen, zum 1. Januar 1997 einen staatsweiten Großhandelspool einzurichten, auf dem die Stromerzeuger miteinander konkurrieren. Der Pool soll unabhängigen Erzeuger, lokalen öffentlichen Unternehmen und Akteuren aus anderen Bundesstaaten sowie dem Ausland offenstehen. Die großen privaten Versorgungsunternehmen sollen ihre gesamte Erzeugung über diesen Pool steuern lassen. Sie sollen ferner die Nachfragemengen, die sie zur Versorgung von Endkunden benötigen, von diesem Pool beziehen. Für diese Unternehmen ist die Teilnahme damit im Gegensatz zu anderen Erzeugern obligatorisch.⁴¹ Ausnahmen sind für den in Kernkraftwerken und privaten Wasserkraftwerken erzeugten Strom vorgesehen. Auch Stromlieferungen im Rahmen von bestehenden Verträgen auf der Großhandelsebene sollen – ähnlich den in QF-Verträgen fixierten

⁴¹ Der Text des Vorschlags ist an dieser Stelle widersprüchlich: Es ist vorgesehen, alle Teilnehmer des Pools dazu zu verpflichten, ihre gesamte Erzeugung und Nachfrage über den Pool zu handeln (CPUC 1994c: 12). Dies scheint bei den lokalen Versorgern kaum, bei den ausländischen Unternehmen oder aus anderen Bundesstaaten schon gar nicht damit vereinbar zu sein, daß der Pool tatsächlich offen sein soll. Es wäre kaum praktikabel, die gesamte Erzeugung eines Kraftwerks in Arizona über den Pool in Kalifornien steuern zu lassen.

Einspeisungen – am Pool vorbei geliefert werden können. Die Nachfrageseite soll analog der Anbieterseite durch Preis-Mengen-Gebote berücksichtigt werden.

Dieser Pool soll über eine Auktion den kostenminimalen Kraftwerkseinsatzplan festlegen und einen einheitlichen Gleichgewichtspreis bestimmen. Er hat eine zweifache Aufgabe: Zum einen soll er als ISO den Netzbetrieb organisieren, d.h. den physikalischen Ausgleich der Einspeisungen und Entnahmen gewährleisten und zum anderen den wirtschaftlichen Kraftwerkseinsatz planen. (CPUC 1995c: III.A.1)

Die bisher vertikal integrierten Versorgungsunternehmen sollen in die Geschäftsbereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung entflochten werden, wobei die Frage, ob dies eine buchhalterische und organisatorische Entflechtung oder eine eigentumsrechtliche Zerlegung sein soll, noch offen ist (CPUC 1995c: I.D.b.).⁴²

Die Übertragungskapazitäten sollen analog dem vorläufigen Vorschlag vom April 1994 allen potentiellen Nutzern zur Verfügung gestellt werden, die Netze also einen Common Carrier-Status erhalten. Der Betrieb der Anlagen wird einem integrierten staatsweiten unabhängigen Systembetreiber übertragen. Die Bestimmung der Netznutzungsgebühren wird offengelassen.

Entscheidendes Merkmal des Mehrheitsvorschlags ist die Revision der in der Stellungnahme vom April 1994 vorgesehenen Möglichkeit des Direktzugangs. An die Stelle des Direktzugangs – der physische Lieferungen auf der Basis von bilateralen Kontrakten vorsieht – tritt ein sogenannter „virtueller Direktzugang“. Dieser virtuelle Direktzugang ist ein (indirekter) Zugang der Endnachfrager zum Großhandelspool, nicht zu den Stromerzeugern. Dieser Zugang wird im wesentlichen über Verträge mit Stromhandelsagenten (Versorger oder Zwischenhändler) abgewickelt, die

⁴² Die Entflechtung soll mindestens den von der FERC in der „Notice of Proposed Rulemaking“ (FERC 1995) vorgesehenen Kriterien entsprechen, d.h. aus der Sicht der FERC eine effektive Regulierung der Übertragungs- und Verteilungsgebühren erlauben.

den Strom vom Pool beziehen. In der Stromrechnung der Nachfrager wird in diesem Fall der Strompreis als Summe des stündlich variierenden Poolpreises und der Übertragungs- und Verteilungsgebühren ausgewiesen.⁴³

Die für die Etablierung des virtuellen Direktzugangs notwendige Ausstattung der Endnachfrager mit den erforderlichen Meßgeräten⁴⁴ soll aus Sicht der kalifornischen Regulierungskommission im Jahr 2002 abgeschlossen werden. Spätestens dann hätten alle Konsumenten, die dieses wünschen, indirekten Zugang zum zentralen Großhandelsmarkt in Kalifornien.

Zur Ergänzung dieses kurzfristigen Großhandels geht die kalifornische Regulierungskommission davon aus, daß sogenannte Contracts for Differences (CfD) als Risikomanagement-Instrumente eingesetzt werden. Diese bilateralen Kontrakte können zwischen Erzeugern, Händlern, Nachfragern sowie Strommaklern geschlossen werden. Sie sehen im einfachsten Fall die Zahlung der Differenz zwischen tatsächlichem Poolpreis und vorher vereinbartem Kontraktpreis in einem gegebenen Zeitraum für eine festgelegte Strommenge vor. Die Erzeuger können sich so beispielsweise gegen sinkende Poolpreise absichern, die Nachfrager gegen steigende Poolpreise.⁴⁵

⁴³ Insofern ist der Begriff des „virtuellen Direktzugangs“ doppelt irreführend: Die Nachfrager können nicht direkt mit den Erzeugern Lieferungen vereinbaren. Aber auch der statt dessen genannte Zugang zum Pool ist mitnichten direkt, sondern regelmäßig nur über andere zu organisieren (Verteilungsunternehmen oder andere Händler).

⁴⁴ Zur Abrechnung der Stromlieferungen müssen Meßgeräte installiert werden, die den Stromverbrauch periodengerecht ermitteln. Erst dann können die zeitlich variierenden Poolpreise an die Endnachfrager weitergereicht werden.

⁴⁵ Schließt beispielsweise ein Erzeuger mit einem Nachfrager einen CfD über 1 000 kWh zu 5¢/kWh, liegt dann der tatsächliche Poolpreis bei 3¢/kWh, so steht ihm eine Zahlung von 20 \$ zu, die der Nachfrager zu leisten hat. Diese auf CfDs basierenden Zahlungen werden nicht über den Pool abgewickelt. Vgl. zu den CfDs in der Stromwirtschaft in England und Wales Kumkar (1994: 103).

Nach der Entscheidung der Regulierungskommission soll zu einem späteren Zeitpunkt entschieden werden, ob sich der Pool und die neue Marktstruktur „bewähren“. Wenn dies so ist und wenn die Regulierungskommission keine Gefahren für die Systemstabilität sieht, sollen in Zukunft bilaterale Verträge zwischen Stromerzeugern, Händlern, Maklern und Nachfragern zugelassen werden. Diese hätten dann tatsächliche Stromlieferungen zum Inhalt.

Letztlich räumt der Mehrheitsvorschlag der Etablierung eines organisierten Großhandelsmarktes, des Pools, absolute Priorität ein. Die gestufte-Einführung von Direktzugang ist nur als Möglichkeit vorgesehen, deren Realisierung nicht sicher ist. Insofern ist der von der Kommissionsmehrheit verwendete Begriff „voluntary wholesale pool“ für ihr Poolmodell (CPUC 1995c: III) zumindest fragwürdig. Es stellt sich der Eindruck ein, daß dies z.T. ein Lippenbekenntnis zur Stellungnahme vom April 1994 ist, da sich das „voluntary“ ohnehin nur auf die nicht zur gesetzlichen Kompetenz der kalifornischen Regulierungskommission gehörenden Erzeuger bezieht.

3.6.2 Der Minderheitsvorschlag: Ein Common Carrier-Modell

Der von einem Kommissionsmitglied eingebrachte Minderheitsvorschlag (CPUC 1995d) basiert in weitaus stärkerem Maße als der Mehrheitsvorschlag auf der Stellungnahme vom April 1994. Vorgesehen ist die Einführung eines reinen Common Carrier-Modells ohne Pflichtpool. Den Schwerpunkt bildet dabei die Etablierung eines unabhängigen Systembetreibers (ISO), der für den integrierten Betrieb der drei bisher getrennt betriebenen Übertragungsnetze in Kalifornien zuständig ist. Ähnlich dem Mehrheitsvorschlag ist keine eigentumsrechtliche Änderung bei den Übertragungsanlagen, sondern eine Trennung von Eigentum und Betrieb vorgesehen. Der ISO ist nur für die Gewährleistung der Systemstabilität zuständig und kann auch nur zur Erreichung dieses Zieles in die Fahrweise der einzelnen Kraftwerke eingreifen. Er ist also nicht für den kosten-

minimalen Kraftwerkseinsatz zuständig. Dieser Kraftwerkseinsatz bleibt – unter Beachtung der Netzrestriktionen – den vertraglichen Vereinbarungen zwischen Anbietern und Nachfragern vorbehalten. Die Trennung in Großhandel und Einzelhandel – wie in dem Mehrheitsvorschlag vorgesehen – würde somit nicht institutionalisiert. Die Etablierung eines zentralen, organisierten Großhandels in Form eines Pools wird mit dem Minderheitsvorschlag zwar nicht ausgeschlossen. Er würde sich aber erst durch freiwillige Zusammenarbeit von interessierten Akteuren bilden. Seine Form wäre nicht durch die kalifornische Regulierungskommission vorgegeben (CPUC 1995d: Fn. 50).

Direktzugang wäre nach diesem Vorschlag nicht stufenweise einzuführen, sondern nach Installation der erforderlichen Meßgeräte sofort zuzulassen. Vorgesehen war der Beginn des neuen Marktes für Ende 1996. Die Nachfrager sollen die Möglichkeit besitzen, ihren Strom weiterhin auch von dem Gebietsversorger zu beziehen. Die Preise dieses Stroms werden von der Regulierungskommission überwacht. Sobald sich ein Nachfrager zum Direktzugang entschlossen hat, entfällt die Regulierung seiner Endpreise durch die kalifornische Regulierungskommission – abgesehen von den Übertragungsanteilen des Endpreises. Im Unterschied zu der April-Entscheidung soll aber die Rückkehr vom Direktkundenstatus zum Status des „Utility Service Customers“ faktisch nicht mehr möglich sein. Nur für Haushaltskunden ist der Wechsel zu Direktverträgen mit drei Jahren Wartefrist reversibel.

Die deutlichste Abkehr von der bisherigen Markstruktur stellt die Vorschrift dar, wonach sich die bisherigen Versorgungsunternehmen eigentumsrechtlich vollständig von den Erzeugungsanlagen zu trennen haben (CPUC 1995d: III.B.1.). Für die Finanzierung der nach Einführung von Wettbewerb unwirtschaftlich werdenden Vermögensbestandteile in der Stromerzeugung ist ein Selbstbehalt von 10% für die (ehemaligen) Versorgungsunternehmen vorgesehen, der Rest wird über die bereits in der Stellungnahme vom April 1994 genannte CTC finanziert.

3.7 Ein zweites Zwischenfazit

Gemeinsam ist den beiden im Mai 1995 vorgeschlagenen Modellen zur Restrukturierung die Gründung eines unabhängigen Systembetreibers und die Einführung einer CTC. Die massivsten Unterschiede liegen in der Behandlung potentieller Marktmacht auf seiten der bisherigen Gebietsmonopolisten und in der Frage, wie der Kraftwerkseinsatz koordiniert werden soll. Die Mehrheitsmeinung innerhalb der kalifornischen Regulierungskommission geht davon aus, daß der zentrale Großhandelsmarkt in Form eines Erzeugerpools von derart eminenter Bedeutung ist, daß dessen Form von den Regulierungsinstanzen festgelegt und vor allem eine Teilnahmepflicht für die großen Versorgungsunternehmen vorgeschrieben werden muß. Der Minderheitsvorschlag hingegen bleibt bei dem Vorschlag vom April 1994, daß der Großhandels- und Einzelhandelsmarkt primär durch freiwillige, bilateral geschlossene Verträge determiniert werden sollte. Über die Form der Organisation dieser Märkte sollten von seiten der kalifornischen Regulierungskommission so wenig wie möglich Vorgaben gemacht werden. Ein Pflichtpool würde aus dieser Sicht betrachtet Marktbarrieren schaffen, die den Regulierungsbedarf unnötig erhöhen würde. Mit diesen unterschiedlichen Grundsätzen, die denen eines Poolmodells und eines Common Carrier-Modells entsprechen, wird auch die Bedeutung des Wettbewerbs auf der Einzelhandelsebene unterschiedlich interpretiert: Während beim Minderheitsvorschlag der Wettbewerb um Endkunden die Großhandelsorganisation determiniert, sieht der Mehrheitsvorschlag die Schaffung eines organisierten Großhandelsmarktes als Vorbedingung. Erst dann kann tatsächlich Wettbewerb um Endkunden entstehen. Dieser Wettbewerb wird sich – zumindest in der kurzen und mittleren Frist – nicht als Wettbewerb der Stromanbieter um die physische Belieferung von Nachfragern etablieren, sondern eher durch die Bereitstellung von finanziellen Sicherungsverträgen (CfD) gegen schwankende Poolpreise bilden.

Neben dieser Frage der Marktrahmenbedingungen unterscheiden sich die beiden Vorschläge in der Frage der Behandlung von Marktmacht auf seiten der großen Unternehmen. Die Erzeugungsanlagen der großen Unternehmen sollen aus Sicht der Mehrheit der Regulierungskommission im Zweifel eigentumsrechtlich nicht getrennt werden. Sie verlangt nur die in dem Vorschlag der FERC von 1995 (FERC 1995) vorgesehenen buchhalterischen und organisatorischen Entflechtungen. Der Minderheitsvorschlag hingegen fordert die eigentumsrechtliche Separation der Erzeugungsanlagen über Verkauf oder Ausgründung in neue, unabhängige Stromerzeugungsunternehmen.

4 Die endgültige Entscheidung vom Dezember 1995

4.1 Neue Marktinstitutionen

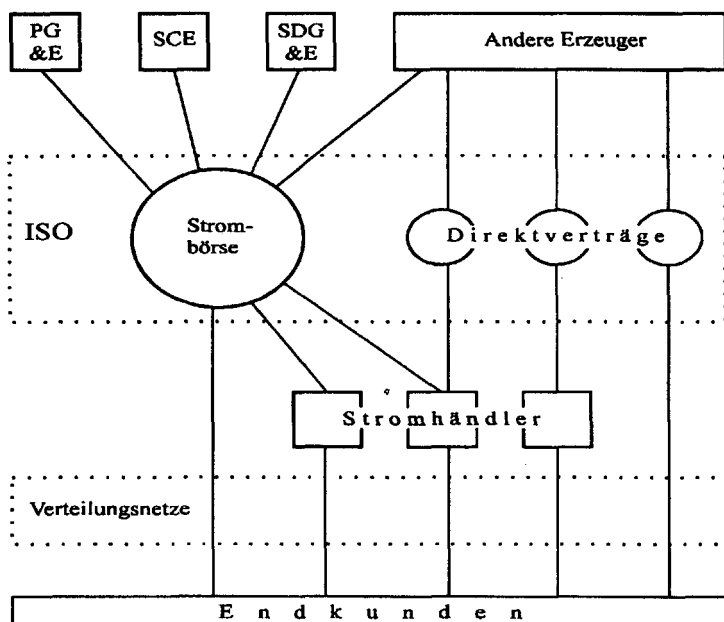
In der Entscheidung vom Dezember 1995 wird ein Kompromiß zwischen dem Poolmodell und dem Common Carrier-Modell festgeschrieben (Übersicht 2). Es gehen also Aspekte sowohl des Mehrheits- als auch des Minderheitsvorschlages vom Mai 1995 ein, erweitert um einige Aspekte, die insbesondere in dem u.a. von der SCE mitgetragenen „Memorandum of Understanding“⁴⁶ vorgeschlagen wurden. Die in diesem Zusammenhang wichtigste Änderung gegenüber der Mehrheitsentscheidung bezieht sich auf die Zulassung von *Direktverträgen* zwischen Anbietern und Stromendnachfragern neben den durch den Pool organisierten Handelstransaktionen. Daneben ist auch die *organisatorische Trennung* des ISO vom Strompool – nun als Strombörse bezeichnet – als wichtige Modifikation der Vorschläge vom Mai anzusehen.

Es ist vorgesehen, die neuen Marktorganisationen zum 1. Januar 1998 zu etablieren. Zu diesem Zeitpunkt soll sowohl der ISO als auch die neue Strombörse ihre Arbeit aufnehmen. Die Übergangsphase, in der insbesondere Restriktionen für die großen privaten Versorgungsunternehmen gelten wird, soll fünf Jahre später abgeschlossen sein. Spätestens ab 2003 sollen dann alle Nachfrager und Stromerzeuger das Recht sowohl zu direkten Lieferverträgen als auch zum Handel über die Strombörse haben.⁴⁷

⁴⁶ Dieses Memorandum of Understanding (MOU) (SCE et al. 1995) ist eine gemeinsame Stellungnahme von SCE, Verbänden der industriellen Stromnachfrager und des Verbands der unabhängigen Stromerzeuger (vgl. zum MOU auch Henney 1995). Zu den wichtigen Punkten des MOU gehören Fragen der weiteren Finanzierung von unwirtschaftlichen Erzeugungsanlagen und der organisatorischen Ausgestaltung des ISO.

⁴⁷ Die Entscheidung vom 20. Dezember war innerhalb der kalifornischen Regulierungskommission nicht unumstritten. Dasjenige Mitglied der Kommission, das bereits im Mai ein Minderheitsvotum einbrachte, stellte dem Mehrheitsvorschlag einen eigenen Alternativvorschlag entgegen (CPUC 1995 f), der mit 3-2 Stimmen abgelehnt

Übersicht 2 – Die neue Marktstruktur nach der Entscheidung vom Dezember 1995



wurde. Für die in diesem Beitrag behandelten Aspekte der neuen Marktstruktur sind die Unterschiede zwischen beiden Vorschlägen nicht derart, daß es notwendig scheint, den abgelehnten Minderheitsvorschlag in seinen Einzelheiten zu beschreiben. Die zwischen der endgültigen Entscheidung und dem Minderheitsvorschlag wesentlichen Unterschiede sind in der Frage der Zeitdauer der Übergangsperiode (die im Minderheitsvotum kürzer angesetzt wird) und in der Frage der Behandlung der Strombörse zu sehen: Insbesondere wird betont, daß zur Börse alternative Marktmechanismen auf den Markt treten sollten, ein Monopolstatus der Börse als Handelsorganisation also abgelehnt wird (CPUC 1995 f: 43). Dazu ist anzumerken, daß der Text der Mehrheitsentscheidung das Entstehen alternativer Marktorganisation nicht ausschließt, vom Text her der Mehrheitsvorschlag also ähnlich hinsichtlich des Monopolstatus der Börse einzuschätzen ist.

4.1.1 Der unabhängige Systembetreiber (ISO)

Im bisherigen System sind die Übertragungsleitungen in Kalifornien weitgehend im Besitz der drei großen privaten Versorgungsunternehmen, die innerhalb ihres Versorgungsgebietes die Netzstabilität gewährleisten, den Kraftwerkseinsatz koordinieren und in loser Kooperation Netzausbau und Betrieb planen.

Im neuen System wird das gesamte Übertragungsnetz der drei großen privaten Versorgungsunternehmen von einer einzigen Instanz, dem ISO, betrieben, an den die Inhaber der Netze die Verfügungsrechte übertragen müssen. Es findet also eine Separation von Eigentum und Betrieb statt. Der ISO selbst ist eine nicht-gewinnorientierte private Körperschaft.⁴⁸ Er ist zuständig für die Koordinierung der *Kraftwerkseinsatzplanung*, die Sicherung der *Systemstabilität*, die *Abrechnung* und *Rechnungsstellung* für Netzdienstleistungen und die Bereitstellung von *Informationen*, die Sicherstellung des freien *Übertragungsnetzzugangs* und die *Preisbildung* im Bereich der Netznutzung

1. *Übertragungsnetzzugang* und *Preisbildung*: Der ISO hat die Aufgabe, den „diskriminierungsfreien“ Zugang aller Interessierten (Anbieter und Nachfrager) zum Übertragungsnetz sicherzustellen und ein Preissystem für die Netznutzung zu bilden, das einen wirtschaftlichen Betrieb des Netzes gewährleistet.
2. Die vom ISO zu koordinierende *Kraftwerkseinsatzplanung* ist ein mehrstufiger Prozeß, bei dem die Börse und die Anbieter der Direktverträge dem ISO ihre partiellen vorläufigen Kraftwerkseinsatzplanungen übermitteln. Der ISO koordiniert und revidiert diese

⁴⁸ Geleitet wird der ISO von einem Direktorium, bestehend aus Vertretern (i) der netzbesitzenden privaten Unternehmen, (ii) der lokalen öffentlichen Unternehmen, (iii) der „unabhängigen“ Stromerzeuger bzw. -händler, (iv) der Endverbraucher und (v) der „Öffentlichkeit“. Vgl. PG&E et al. (1996a: 19).

Planungen dann aufgrund von Netzengpässen oder geänderten Einsatzbedingungen (Anlage A).

3. Die Sicherung der *Systemstabilität*: Der ISO stellt den jederzeitigen Ausgleich zwischen Einspeisungs- und Entnahmevorgängen und die Einsatzfähigkeit der Netzanlagen sicher. Er organisiert den Betrieb der Netze, koordiniert Ausfälle (Wartung etc.) und den Wiedereinsatz von Netzanlagen, reagiert auf Notfälle und beschafft Netzhilfsdienstleistungen.
4. *Abrechnung und Rechnungsstellung*: Der ISO wird Abrechnungen über Netzhilfsleistungen (Reservekapazitäten, Spannungsstabilisierung etc., die nicht von den Parteien selbst geleistet werden), für Netzengpaßgebühren, für die kurzfristigen Ausgleichslieferungen und für die Verwaltungskosten des ISO erstellen und den Zahlungsverkehr mit den beteiligten Unternehmen erledigen.
5. *Information und Kommunikation*: Der ISO wird Informationen über das Übertragungsnetz und Instruktionen an die Betreiber der angeschlossenen Anlagen bereitstellen.

Der ISO ist im Zusammenhang mit dem ersten Punkt insbesondere für die Verwaltung eines Systems von *Engpaßgebührenrechten* zuständig. Darunter sind finanzielle Rechte an den vom ISO ermittelten *Netzengpaßgebühren* zu verstehen. Über diese – handelbaren – Rechte sollen Anreize geschaffen werden, die einen effizienten Ausbau des Gesamtsystems gewährleisten. Sie sind wegen der Handelbarkeit nicht an das physische Eigentum an Übertragungskapazität gebunden. Im Prinzip sind die Engpaßgebühren als Knappheitspreise ausgestaltet. Ein Netznutzer, der beispielsweise regelmäßig von A nach B „liefert“, die Verbindungen zwischen A und B aber bindende Restriktionen der maximalen Lastflüsse aufweisen, muß für die Durchleitung Gebühren, die Netzengpaßgebühren, bezahlen. Er kann nun versuchen, die finanziellen Rechte an diesen Zahlungen zu erwerben und zahlt im folgenden die Gebühren faktisch an

sich selbst. Er (oder ein anderer) kann aber auch dafür Sorge tragen, daß die Verbindungen zwischen A und B ausgebaut werden, so daß die engpaßbedingten Kosten der Durchleitung sinken. Im Gegenzug für den Bau der neuen Leitungskapazität erhält er Engpaßgebührenrechte für diese Leitung. Braucht er diese Verbindungen in Zukunft in geringerem Ausmaße, kann er aus den finanziellen Netznutzungsrechten entweder laufendes Einkommen beziehen oder aber die Rechte weiterverkaufen.

Der ISO ist somit zuständig für die Ermittlung von Netzenspaßgebühren und die Berechnung der den Eigentümern von Engpaßgebührenrechten zustehenden Zahlungen. Damit soll die Berücksichtigung von bindenden Netzenspaßgebühren für eine Differenzierung der regionalen Spotpreise sorgen, die zum einen Anreize zum effizienten, auch an den Netzkapazität orientierten Betrieb der Kraftwerke und zum anderen auch mittelfristig relevante Information über sinnvolle Investitionen in Übertragungskapazität und Kraftwerke liefern sollen.⁴⁹

Nach der Entscheidung vom Dezember 1995 darf der ISO keine Anteile an Erzeugungs- oder Übertragungsanlagen besitzen. Diese Bestimmung soll

⁴⁹ Das Konzept der regional differenzierten Spotpreise für Strom und der darauf basierenden Ermittlung von effizienten Netznutzungsgebühren wurde in den achtziger Jahren am MIT in der Forschergruppe um Fred Schweppe entwickelt (vgl. Schweppe et al. 1988) und in den letzten Jahren dazu verwendet, Fragen der wettbewerbspolitischen Umstrukturierung und der begleitenden Regulierungsänderungen zu behandeln. Insbesondere die Arbeiten von William Hogan berücksichtigen dabei Aspekte multipler Eigentumsstrukturen und der effizienten Nutzung von Übertragungsnetzen (vgl. Hogan 1992; 1993). Das hier diskutierte Modell in Kalifornien lehnt sich stark an diese Arbeiten an. In der akademischen Begleitung der Umstrukturierungsdebatte wurde heftige Kritik an der von Hogan vorgeschlagenen Konzeption laut (vgl. z.B. Oren et al. 1995). Es ist hier nicht die Stelle, an der diese Diskussion weitergeführt werden kann. Es sei aber eine Anmerkung zur Kritik von Oren et al. erlaubt: Der wesentliche Teil der Kritik bezieht sich auf die Möglichkeiten des ISO zu Manipulationen des sich letztlich ergebenden Kraftwerkeinsatzes. Dies ist jedoch kein Spezifikum des Hogan-Ansatzes, sondern hängt schlicht mit dem (in allen Reformvorschlägen in Kalifornien vorgesehenen) Monopolstatus des ISO zusammen, ist also m.E. kein hinreichender Grund, die Hogan-Konzeption zu verwerfen, sondern allenfalls Hinweis auf eine möglicherweise gegebene Notwendigkeit der Überwachung der Regeln und der laufenden Arbeit des ISO.

gewährleisten, daß der ISO einen transparenten und neutralen Netzzugang für alle Netznutzer sicherstellt und damit auch die in der „Notice of Proposed Rulemaking“ der Federal Energy Regulatory Commission (FERC 1995) aufgestellten Grundsätze der Common Carrier-Organisation der Übertragungsanlagen beachtet.

Im Rahmen seiner Systemkoordinierungsaufgabe ist der ISO zuständig für die Gewährleistung der Frequenzstabilität und die Einhaltung weitere technischer Standards. Es ist vorgesehen, daß er zu diesem Zweck auf einer möglichst neutralen und wettbewerblichen Basis mit Anbietern dieser Leistung kontrahiert. Der ISO soll diese Dienste wiederum den Nutzern als individuelle Leistungen anbieten, wenn die Kosten individuell zugerechnet werden können und bei reinen gemeinsam genutzten Gütern auf kostenorientierter Basis. Als Beispiel für letzteren Teil der beschafften Leistungen kann Reservekapazität genannt werden, die zwar wettbewerblich im Rahmen einer Auktion vom ISO akquiriert werden kann, aber den Nutzern nicht individuell zugerechnet werden kann (CPUC 1995e: 33; Fn. 10).

4.1.2 Die Strombörse

Anders als noch im Mehrheitsvorschlag vom Mai 1995 vorgesehen, soll der ISO nicht den zentralen Spotmarkt⁵⁰ in Kalifornien organisieren. Es wird statt dessen eine vom ISO separate Marktorganisation etabliert, die den kurzfristigen Handel mit Strom organisiert, selbst eine nicht-gewinn-

⁵⁰ Strenggenommen organisiert die Strombörse keinen reinen Spotmarkt, sondern eine Kombination von Termin- und Spotmarkt, da Gebote für Lieferungen und Bezüge am nächsten Tages abgegeben werden (vgl. Anhang B zum Auktionsverfahren und den Preisbildungsprozessen). Die endgültigen Zahlungen orientieren sich aber z.T. an den tatsächlichen Vorgängen und nicht nur an den Planungen des Vortages. Dem Sprachgebrauch in der Literatur folgend wird im Rahmen diese Beitrages vereinfachend bei dem Terminus Spotmarkt geblieben.

orientierte private Körperschaft ist und ähnlich dem ISO keine Anteile an Erzeugungs- oder Übertragungsanlagen besitzen darf.⁵¹

Die Strombörse (Power Exchange) soll den Wettbewerb zwischen den Stromerzeugern analog zu anderen Börsen auf Basis der Gebote in einer first-price sealed-bid auction organisieren, d.h., alle erfolgreichen Bieter erhalten als Preis den Gebotspreis der letzten – teuersten – in der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigten Erzeugungsanlage. Es wird erhofft, daß sich diese Gebote an den kurzfristigen Grenzkosten orientieren und die markträumenden Preise somit eine effiziente Zuschaltung aller Kraftwerke gewährleisten (vgl. zu einer detaillierten Darstellung des Auktionsverfahrens und der Preisbildung Anhang B). Die Strombörse soll neben der reinen Organisation des kurzfristigen Handels auch transparente Preissignale für den Abschluß bilateraler Lieferverträge und finanzieller Sicherungsverträge (beispielsweise CfDs) liefern.

Ziel der von der Börse organisierten Auktion ist die Bestimmung der Einspeisungen und Entnahmen für eine 24-Stunden-Periode derart, daß die Summe der Zahlungen der Nachfrageseite unter den sich aus den Nachfragefunktionen und technischen Restriktionen ergebenden Restriktionen minimiert wird. Die Optimierung ist ein mehrstufiger Prozeß. Die Strombörse erstellt im Rahmen ihrer Tätigkeit – auch aufgrund von Geboten der Nachfrageseite – eine Nachfrageschätzung für den nächsten Tag und aggregiert auf der anderen Seite die Preis-Mengen-Gebote der Stromerzeuger derart, daß für jede Stunde der Börsennachfragefunktion eine Börsenangebotsfunktion gegenübergestellt wird.

⁵¹ Vgl. CPUC (1996: 11). Analog dem ISO wird die Strombörse von einem Direktorium geleitet. Die Direktoren werden bestimmt von fünf Teilnehmergruppen: (i) Unabhängige Stromerzeuger; (ii) Endverbraucher, (iii) Käufer/Verkäufer (insbesondere Makler und unabhängige Händler); (iv) Verteilungsunternehmen (insbesondere die Nachfolger der privaten integrierten Versorgungsunternehmen); (v) Die „Öffentlichkeit“ (vgl. PG&E et al. 1996b: 30).

Die Börse fungiert dann als Auktionator, der Anteile an der jeweiligen Last den einzelnen Erzeugern zuweist und bestimmt einen – regional differenzierten – Spotpreis, der durch den Gebotspreis des letzten im Erzeugungsplan noch berücksichtigten Anbieters gebildet wird. Dieser vorläufige partielle Erzeugungsplan wird dann dem ISO übermittelt und von diesem zusammen mit den Angaben aus den bilateralen Verträgen koordiniert. Dieser hierdurch bestimmte vorläufige Gesamtsteuerungsplan impliziert einen revidierten Börsen-Erzeugungsplan, der der Börse vom ISO zugeleitet wird. Die Strombörse wird dann den ihr angeschlossenen Erzeugern die vom ISO akzeptierten oder revidierten individuellen Erzeugungspläne übermitteln.

Die im Zuge der Zusammenarbeit der Strombörse mit dem ISO ermittelten räumlichen Spotpreise dienen dann als Grundlage der Zahlungen der beteiligten Einspeiser und Entnehmer; es ist vorgesehen, daß über die Börse jedem Erzeuger der regionale Preis bezahlt wird.⁵² Die Nachfrager sollen hingegen einen über die Regionen gemittelten Spotpreis entrichten.

4.1.3 Zur Trennung von ISO und Börse

Die – in der vorläufigen Entscheidung vom Mai 1995 noch nicht vorgesehene – Trennung der Strombörse vom ISO ist als Konsequenz der heftigen Debatte um befürchtete Marktmachtprobleme in der Stromerzeugung und der damit befürchteten Manipulierungsmöglichkeit des Spotmarktes durch die großen Unternehmen zu interpretieren.

Im Memorandum of Understanding werden zwei Vorteile dieser Trennung genannt (SCE et al. 1995, vgl. auch CPUC 1995e: 30): Zum einen soll diese Trennung die befürchtete Bevorzugung von Börsentransaktionen gegenüber bilateralen Verträgen zu verhindern helfen; der ISO muß „nicht-

⁵² Die Preise werden als räumliche Preise für voraussichtlich vier Zonen gebildet. Wenn keine Netzgengpässe bindend sind, sind die vier lokalen Preise identisch (CPUC 1995e: 50).

diskriminierenden“ Zugang – unabhängig von der Teilnahme am zentralen Großhandelsmarkt – gewährleisten. Zum anderen sollen durch die organisatorische Zerlegung von Spotmarkt und Netzbetrieb die Informationsbasis und Transparenz für die beteiligten Akteure verbreitert werden und eine Kontrolle der Vorgänge für die Regulierungsinstanzen erleichtert werden.

4.1.4 Direkte bilaterale Verträge

In der Entscheidung wurde festgelegt, daß direkte Verträge zeitgleich mit der Etablierung des ISO und der Strombörse, also ab dem 1. Januar 1998, in einer 12monatigen Probephase ermöglicht werden sollen (CPUC 1995e: 65 f.). Im Anschluß an diese Probephase soll der Direktzugang schrittweise allen Kunden ermöglicht werden.⁵³ Es ist vorgesehen, diese Einführung spätestens zum 1. Januar 2003 abzuschließen. Ab diesem Zeitpunkt sollen also (möglichst) *alle Endkunden* drei Kategorien von Strombezugsmöglichkeiten haben:

1. Den weiteren Bezug von ihren bisherigen Gebietsmonopolisten zu weiterhin regulierten Preisen;
2. den Bezug von ihrem bisherigen Gebietsmonopolisten zu dem an den Strombörsenpreisen angelegten Endverbraucherpreis. Letztlich soll diese Methode dem „Direktbezug“ von der Strombörse identisch sein;
3. den Bezug von einem anderen Anbieter, der entweder den Strom selber erzeugt, oder ihn von anderen Erzeugern, von der Strombörse oder von einem anderen Händler bezieht.

⁵³ Die für die bisherigen Versorgungsgebiet der drei großen Unternehmen insgesamt vorgesehenen Mengen steigen von 1800 MW 1998 bis auf 18 000 MW in 2002. Dies sind die Mengen, die für Direktlieferverträge von anderen Stromerzeugern als den drei großen Unternehmen – denen solche Verträge in den ersten fünf Jahren untersagt sind – vorgesehen sind. Die Entscheidung der CPUC läßt sowohl die Möglichkeit offen, daß der Endtermin vorgezogen wird als auch die Möglichkeit, daß im Ergebnis kleinere Kunden auch mittel- bis langfristig kaum Direktbezugsmöglichkeiten haben werden.

Allen Endverbrauchern ist somit mittelfristig nach dem Willen der kalifornische Regulierungskommission der Zugang zu allen Anbietern auf der „Groß“- und der „Einzel“-handelsebene zu öffnen.⁵⁴

4.1.5 Zusammenspiel zwischen ISO, Börse und Direktverträgen

Die Aufgabe des *ISO* ist die Organisation des Zugangs zu Übertragungsdienstleistungen. Er soll sich an den Preisgeboten der Marktakteure orientieren und insofern einen an der Wirtschaftlichkeit orientierten Rationierungsmechanismus für knappe Übertragungsanlagen implementieren. Die *Strombörse* ist diejenige Organisation, die primär die wirtschaftliche Erzeugung von Strom sicherstellen soll. Auch sie soll sich an den Preis-Mengen Geboten der Erzeuger und der Nachfrager orientieren. Zusammen mit den Parteien der *Direktverträge* bilden diese die wesentlichen Institutionen des neuen Großhandels mit Strom.

Aus der generellen Interdependenz aller Vorgänge in Elektrizitätssystemen folgt, daß die individuellen Entscheidungen der einspeisenden und der entnehmenden Marktakteure aufeinander abgestimmt werden müssen. Im alten System geschah das im wesentlichen innerhalb der vertikal integrierten Unternehmen. Noch in der Entscheidung vom Mai 1995 war die Etablierung eines einzigen Koordinators in Form des ISO vorgesehen. Im neuen System werden die Koordinierungsaufgaben im wesentlichen den beiden getrennten Organisationen ISO und Strombörse übertragen. Die Form ihrer Zusammenarbeit dürfte in starkem Maße die Effizienz des gesamten Sektors beeinflussen.

⁵⁴ Diese Formulierung verdeutlicht die Tatsache, daß die Trennung der Märkte in Einzelhandel und Großhandel in der Vergangenheit im wesentlichen eine durch die Regulierung bedingte Trennung ist. Nach der kalifornischen Entscheidung ist die Separation in diese beiden Handelsaktivitäten unter ökonomischen Aspekten endgültig ad absurdum geführt. Sie hat aber selbstverständlich weitere Konsequenzen wegen der damit verbundenen rechtlichen Konsequenzen beispielsweise hinsichtlich der Regulierungskompetenz der FERC und der CPUC.

Der ISO erhält im Rahmen der Planung von der *Strombörse* einen vorläufigen (partiellen) Kraftwerkseinsatzplan einschließlich der geographischen Lokalisierung der Nachfragemengen sowie die dazugehörigen Preisgebote für Erzeugung und Nachfrage. Die Parteien der *Direktverträge* liefern Angaben über das Ausmaß, den Ort und den Zeitraum der in den Verträgen vorgesehenen Einspeisungen und Entnahmen, also Angaben über die physischen Elemente der Stromlieferungsverträge. Die Vertragsparteien liefern Preis-Mengen-Gebote für Abweichungen von den vorgesehenen Einspeisungen und Entnahmen (inkrementale und dekrementale Gebote). Sie enthalten jedoch keine Angaben über die in den Lieferverträgen festgelegten preislichen Konditionen. Ferner müssen dem ISO Angaben über die ökonomische und technische Flexibilität des Kraftwerkseinsatzs gemacht werden. So sind Anlagen, die nach dem PURPA von 1978 durch Abnahmeverpflichtungen seitens der Versorgungsunternehmen gekennzeichnet sind, prinzipiell rechtlich nicht an der Einspeisung zu hindern. Sie können der Kraftwerkseinsatzplanung durch den ISO nur eingeschränkt unterworfen werden.⁵⁵ Ähnliches ist für die Kernkraftwerke vorgesehen.

Der ISO bestimmt mit diesen Angaben – auf der einen Seite die Direktverträge, auf der anderen Seite der vorläufige partielle Kraftwerkseinsatzplan der Börse – den vorläufigen Gesamtkraftwerkseinsatzplan derart, daß die Gesamtkosten minimiert werden. Im Rahmen der stufenweisen Bildung dieser vorläufigen Gesamtkraftwerkseinsatzpläne werden räumlich differenzierte Grenzkosten der Strombereitstellung ermittelt, die als Preise für die Strombörse und für die Berechnung der Übertragungspreise für die bilateralen Lieferungen Verwendung finden.

⁵⁵ Die Bedeutung dieser PURPA-Einspeisungsverträge nimmt ab. Zum einen laufen ein Teil der Verträge aus, zum anderen bestehen Tendenzen zu Nachverhandlungen, die eine höhere Flexibilität implizieren werden.

Der ISO koordiniert die endgültigen, am nächsten Tag verwendeten Steuerungspläne derart, daß die Netzstabilität gewährleistet ist. Er erhält für diese Aufgabe einen neuen Satz von Geboten sowohl von den Börsenteilnehmern als auch von den Parteien der Direktverträgen. Die dadurch erzielbaren tatsächlichen räumlichen Preise bestimmen dann die Zahlungen, die durch die Abweichungen des vorläufigen Gesamtsteuerungsplans vom endgültigen Erzeugungsplan verursacht sind. Diese Abweichungen des vorläufigen Plans von der tatsächlichen Erzeugung liegen im wesentlichen in den zufälligen Schwankungen des Angebots und der Nachfrage begründet.

Der ISO erlaubt damit die Etablierung zweier Strommärkte und organisiert einen weiteren Markt selber:

- *Der 24-Stunden-Terminmarkt:* Dieser dient der Optimierung über eine längere Zeitperiode und wird von der Börse unter Mitarbeit des ISO organisiert. Die 24-Stunden-Planung ist die Basis der tatsächlichen Zahlungen im Rahmen der Strombörse und dient gleichzeitig zur Berechnung der Netznutzungsgebühren..
- *1-Stunden-Terminmarkt:* Dieser dient der Anpassung der 24-Stunden-Planung an geänderte Bedingungen. Er wird von der Börse unter Mitarbeit des ISOs organisiert. Die hier gebildeten Preise dienen nur der Bewertung von Differenzen zwischen den 24-Stunden- und den 1-Stunden Planungen.
- *Echtzeitsteuerung:* Die Börse wird die – von dem ISO für die Abweichungen der tatsächlichen Lastflußverhältnisse von den letzten Planungswerten ermittelten – Preise für die (Korrektur-)Abrechnung der tatsächlichen Lieferungen verwenden; die Parteien der Direktverträge zahlen bzw. erhalten ebenfalls Zahlungen vom ISO für diese Abweichungen von den Planungen.

4.2 Investitionen in Übertragungskapazität

Der ISO hat die Aufgabe, den technischen Zustand der Übertragungsanlagen zu überwachen und sie hinsichtlich ihres – gemessen an der Nachfrageentwicklung adäquaten – weiteren Ausbaus zu beurteilen. Der tatsächliche Anstoß zu Erweiterungen des Netzes soll allerdings von den interessierten Marktparteien kommen, nicht vom ISO (vgl. PG&E et al. 1996a: 109 ff.; CPUC 1995e: 41). Grundsätzlich sollen diejenigen Nutzer des Netzes selbst die Investition tätigen, die dies aus Gründen des dadurch ermöglichten billigeren Stromtransports oder aus rein finanziellen Gründen⁵⁶ wünschen. Erst wenn aufgrund von free-rider Verhalten signifikantes Marktversagen zu beobachten wäre, soll der ISO mit Genehmigung der Regulierer selbst für die notwendigen Netzinvestitionen sorgen (vgl. auch CPUC 1995e: 95).

4.3 Verbleibende Regulierung und Überwachung der Unternehmen

Der Beschluß der kalifornischen Regulierungskommission, den Stromsektor einer Umstrukturierung zu unterwerfen, bedeutet mitnichten ein Ende der Regulierung. Der von den Textseiten her überwiegende Teil des Beschlusses vom Dezember 1995 befaßt sich nicht mit den neuen Marktinstitutionen, sondern mit der weiteren Regulierung der beteiligten Unternehmen.

Die Existenz von Elementen eines natürlichen Monopols innerhalb einer vertikalen Produktionsstruktur kann generell zur wettbewerbspolitischen Vermutung führen, daß der Besitzer der Anlagen die Verfügungsrechte derart einsetzt, daß Verzerrungen der Preise und Mengen zu befürchten wären. Die „Monopolmacht“ über die knappen Netzanlagen würde sich auf andere – prinzipiell wettbewerblich organisierbare – vertikale Stufen der Produktion des Gutes „Strombereitstellung“ ausdehnen.

⁵⁶ Die durch die Netzinvestition erlangten Nutznutzungsrechte führen u.U. zu laufenden Einkommen aus Netzzengpaßgebühren.

In der Entscheidung der kalifornischen Regulierungskommission vom Dezember 1995 werden – aus der Sicht der Kommission effektive – Maßnahmen der Kontrolle dieser potentiellen oder aktuellen Marktmacht der großen privaten Versorgungsunternehmen beschlossen. Im folgenden werden einige Aspekte der von der kalifornischen Regulierungskommission konstatierten Regulierungsnotwendigkeit, die zum Teil intensiv mit der bereits behandelten Schaffung zentraler Marktorganisationen verflochten sind, in komprimierter Form dargestellt und analysiert. Dabei spielen sowohl Fragen der vertikalen als auch der horizontalen Marktmacht eine Rolle. Zentrales Element der Regulierung ist die Entflechtung der integrierten Unternehmen und die darauf aufbauende unterschiedliche Behandlung der verschiedenen Aktivitäten Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung.

4.3.1 Entflechtung der integrierten Unternehmen

Bereits in der Stellungnahme vom April 1994 war die Trennung der Netze von der Erzeugung vorgesehen, wobei die organisatorische Ausgestaltung dieser Zerlegung noch offen blieb. Die beiden Vorschläge vom Mai 1995 sahen dann die Gründung eines unabhängigen Netzbetreibers (ISO) vor. Die endgültige Entscheidung vom Dezember 1995 bestätigte diese Vorentscheidungen. Aus Sicht der Regulierungskommission ist dies die wichtigste Maßnahme zur Begrenzung der vertikalen Marktmacht. Die privaten Versorgungsunternehmen haben durch die Etablierung des ISO keine direkte Möglichkeit mehr, unabhängige Stromerzeuger durch die Verweigerung des Netzzugangs zu den Stromverbrauchern zu behindern.

Die Trennung der einzelnen Geschäftsfelder der bisherigen Gebietsmonopolisten soll sich nach dem Willen der kalifornischen Regulierungskommission in einer Änderung der Unternehmensorganisation niederschlagen. Die privaten Unternehmen werden aufgefordert, jeweils eine Holdinggesellschaft zu bilden, unter der drei Tochtergesellschaften existieren, die nicht nur buchhalterisch, sondern auch organisatorisch getrennt sind. Die bisherigen Aktivitäten sind also in ein Erzeugungs-

unternehmen (GenCo), ein Übertragungsunternehmen (TransCo) und ein Verteilungsunternehmen (Utility Distribution Company, UDC) zu zerlegen.

Als Begründung für diese Vorschrift nennt die kalifornische Regulierungskommission vor allem eine einfachere Zuweisung von Verantwortlichkeiten im Hinblick auf föderale und bundesstaatliche Regulierungskompetenzen: Die Federal Energy Regulatory Commission soll zukünftig die Übertragungsgesellschaften (TransCo) regulieren, die kalifornische Regulierungskommission wird die Verteilungsgesellschaften (UDC) regulieren. Die Erzeugungsaktivitäten sollen in (ferner) Zukunft vollständig dereguliert werden. Generell dürfte neben der Klärung administrativer Zuständigkeiten der wesentliche Grund für die vorgeschriebene Trennung in der dadurch erhofften verbesserten Informationslage der Regulierungsinstanzen liegen.

Die Form dieser Separation entspricht den in der NOPR recht vage formulierten Vorstellungen der Federal Energy Regulatory Commission, wonach die Übertragung, Verteilung und die Erzeugungsaktivitäten der Unternehmen zukünftig zumindest buchhalterisch getrennt werden sollen und derart betrieben werden sollen, wie es getrennte Unternehmen täten (FERC 1995: 94). Der Entflechtung der Unternehmensbereiche entspricht die Vorschrift, daß von den Nachfolgeunternehmen der Versorgungsmonopole zukünftig „gebündelte“ Leistungen zwar noch angeboten und verkauft werden dürfen, aber in den entsprechenden Rechnungen die einzelnen Kostenkomponenten nach Erzeugung, Transport und Verteilung ausgewiesen werden müssen.

4.3.2 Stromerzeugung

Als Fernziel hat die Regulierungskommission in ihrer Restrukturierungsentscheidung die vollständige Deregulierung der Stromerzeugung genannt. Dieses Ziel scheint aber aus Sicht der Kommission nicht sofort erreichbar. Sie hält es angesichts des hohen Marktanteils des großen kalifornischen Versorgungsunternehmens für notwendig, zumindest mittelfristig die

Aktivitäten im Bereich der Stromversorgung weiterhin zu regulieren. Diese Regulierung bezieht sich im wesentlichen auf zwei Aspekte:

- Dem Druck auf die Unternehmen, sich „freiwillig“ von mindestens 50 vH der fossilen Erzeugungskapazität zu trennen (CPUC 1995e: 101) und
- der Vorschrift, ihre gesamte Stromerzeugung über die Strombörse abzusetzen (CPUC 1995e: 85).

Mit dem letzten Punkt zusammenhängend, wird es den Versorgungsunternehmen verboten, finanzielle Sicherungsgeschäfte innerhalb des Unternehmens etwa durch CfDs zwischen der Erzeugungstochtergesellschaft (GenCo) und der endverkaufenden Tochtergesellschaft (UDC) zu schließen (CPUC 1995e: 222). Alle anderen CfDs, die von der GenCo abgeschlossen werden, unterliegen der Überwachung durch die kalifornische Regulierungskommission (1995e: 81). Der Grund für die zunächst aufrechterhaltene Regulierung der Erzeugung dürfte in einer befürchteten „Verschiebung“ vom Monopolgewinnen aus der Stromverteilung zu den Stromerzeugungsgesellschaften sein. Letztlich forciert die Regulierung die Entflechtung der Unternehmensbereiche und erhöht die Transparenz der Transaktionen zwischen den einzelnen Unternehmensbereichen für die Regulierungsinstanzen.

Alle Erzeugungskapazitäten sollen bis zum Jahr 2003 einer „Marktbewertung“ unterzogen werden, die Grundlage für die Festlegung der Höhe der „Competition Transition Charge“ ist. Diese Bewertung kann nach Meinung der kalifornischen Regulierungskommission durch Verkauf der Anlagen, durch Ausgründung in neue unabhängige Stromerzeugungsunternehmen (deren Börsenwert zu einem bestimmten Zeitpunkt dann Maß des Marktwertes wäre) oder durch eine Schätzung „unabhängiger und qualifizierter“ Gutachter erfolgen, die durch die Regulierungskommission genehmigt werden (CPUC 1995e: 136-138). Bis zum Abschluß dieser Bewertung unterliegen die Anlagen der uneingeschränkten Regulierung durch die kalifornischen Regulierungskommission.

4.3.3 Stromübertragung

Die Stromübertragungsaktivitäten der drei großen Unternehmen werden in Zukunft im wesentlichen von der Federal Energy Regulatory Commission überwacht, die nach der Rechtslage für die Kontrolle des ISO und der ihm zur Verfügung gestellten Anlagen zuständig ist. Grundlage für diese Zuordnung ist die Tatsache, daß über den ISO Großhandelsaktivitäten abgewickelt werden, für die nicht die kalifornische Regulierungskommission, sondern die FERC zuständig ist. Die CPUC hat sich mit der Festlegung auf die neuen Marktinstitutionen insofern selbst der Regulierungskompetenz beraubt.

4.3.4 Stromverteilung und Verkauf an Endabnehmer

Im Zuge der Umstrukturierung werden die in Regulierungshinsicht bisherigen „Utilities“ in „Utility Distribution Companies (UDC)“ umdefiniert (CPUC 1995e: 70). Diese besitzen weiterhin die Kontrolle über ihre Verteilungsanlagen und die Beschaffung von Strom für die Versorgung ihrer Endkunden.

Die Verteilung von Strom wird von der kalifornischen Regulierungskommission als Bereich angesehen, der als natürliches Monopol weiterhin reguliert werden muß. Dabei ist vorgesehen, daß die bisherige allgemeine Versorgungspflicht in eine Anschlußpflicht umgewandelt wird. Die UDC sind somit verantwortlich dafür, daß die Verteilungsanlagen von den Endkunden dazu benutzt werden können, ihren Strom von den Anbietern zu beziehen. Die Verteilungsunternehmen werden zu einem Common Carrier-Status ihrer Anlagen verpflichtet und müssen insofern im Rahmen der technischen Möglichkeiten auch „fremden“ Strom zu den Endkunden durchleiten. Dies ist eine wesentliche Grundlage für die erhofften Wettbewerbswirkungen der Etablierung des ISO und der Strombörse. Die kalifornische Regulierungskommission beabsichtigt, eine Anreizregulierung der Verteilungspreise anzuwenden.

Für die Kunden, die bei der UDC als Endkunden verbleiben, sollen die Strompreise in allen Bestandteilen weiterhin reguliert werden, d.h., auch die Stromerzeugungsbestandteile des Preises dürfen von der UDC nicht frei gebildet werden. In der CPUC-Entscheidung ist zu dieser Regulierung festgelegt worden, daß die Preise für die eigenen Endkunden einschließlich der Competition Transition Charge einem Price-Cap unterliegen, sie die Preise vom 1. Januar 1996 nicht überschreiten dürfen. Die UDC werden darüber hinaus dazu verpflichtet, den Strom, den sie für die Versorgung ihrer „eigenen“ Endkunden (sogenannte „utility service customers“) benötigen, vollständig über die Strombörse zu beziehen.

Auch nach Abschluß der fünfjährigen Implementierungsphase dürfen die UDCs nicht ihren eigenen (GenCo-)Strom über Direktverträge kaufen oder über finanzielle Sicherungsgeschäfte absichern (CPUC 1995e: 71). Als Grund für diese Regelung nennt die kalifornische Regulierungskommission u.a. mögliche Informationsvorteile hinsichtlich der Nachfrageseite, die die UDCs gegenüber anderen unabhängigen Erzeugern besitzen könnte. Dazu gehört auch die Vorschrift, wonach alle von den UDCs mit anderen Erzeugern abgeschlossenen CfDs (die also immerhin nicht ausgeschlossen werden) der Überwachung durch die Regulierungskommission unterliegen (CPUC 1995e: 81).

4.4 Die lokalen öffentlichen Unternehmen in der Umstrukturierung

Die bisher dargestellten Reformschritte sind nicht unmittelbar relevant für die öffentlichen Versorgungsunternehmen in Kalifornien. Diese unterliegen nicht der Kontrolle durch die kalifornische Regulierungskommission, die allein für die Regulierung der privaten Versorgungsunternehmen zuständig ist. Es ist aber davon auszugehen, daß mittelbar auch die öffentlichen Versorgungsunternehmen von den Umstrukturierungen betroffen sein werden. Dies betrifft sowohl ihre Position auf dem Großhandelsmarkt für Strom, die sich tendenziell verbessern wird, als auch die Position auf dem Endverkaufsmarkt, wo sie ihre Monopolstellungen u.U. verlieren werden.

In der Entscheidung vom Dezember 1995 ist ein Passus enthalten, der sich für die weitere Entwicklung der lokalen öffentlichen Unternehmen als wichtig erweisen könnte (CPUC 1995e: 75): Im Abschnitt über die gesetzlichen Grundlagen der Restrukturierung ist eine Reziprozitätsbedingung enthalten, nach der die privaten Versorgungsunternehmen den öffentlichen Versorgern untersagen können, Endkunden in ihrem Gebiet mit Strom zu beliefern, wenn den privaten Unternehmen nicht das gleiche Recht im Versorgungsgebiet der jeweiligen öffentlichen Unternehmen eingeräumt wird.

Die Reaktion der kommunalen Unternehmen auf die Umstrukturierungen bei den privaten Unternehmen ist sehr uneinheitlich und kann hier nicht vertieft werden (vgl. hierzu CEC 1995b: Kapitel 4). Es kann aber festgestellt werden, daß gerade die Forderungen von seiten der lokalen öffentlichen Unternehmen nach besserem Zugang zum Großhandelsmarkt den Reformdruck auf Staatsebene mit ausgelöst haben. Bisherige Versuche der öffentlichen Unternehmen, Zugang zum Großhandelsmarkt auszunutzen, sind regelmäßig an fehlenden eigenen Transportleitungen oder hohen Durchleitungsgebühren der sie umgebenden privaten Versorgungsunternehmen gescheitert.^{57,58}

Es sei auch angemerkt, daß die aktiven Reformschritte in diesem Sektor hinsichtlich der Öffnung zum Wettbewerb hinter den Reformen bei den größeren privaten Unternehmen hinterherhinken. Generell gilt aber, daß sich gegenwärtig eine Tendenz zur stärkeren Beteiligung am Großhandelsmarkt

⁵⁷ Ein Beispiel mag dies verdeutlichen: 1992 führte der Sacramento Municipal Utility District (SMUD) ein Ausschreibungsverfahren für benötigte Strommengen durch, auf das eine Vielzahl von Angeboten einging. Die Konditionen, die das den SMUD umgebende private Versorgungsunternehmen für die Durchleitung verlangte, wurden zum entscheidenden Hindernis für langfristige Bezugsverträge (CEC 1995b: 68).

⁵⁸ Bisher waren nur das Los Angeles Department of Water and Power und der Imperial Irrigation District im Besitz von Übertragungsleitungen, die zu Verbindungen außerhalb des Versorgungsgebiets der privaten kalifornischen Versorgungsunternehmen führten.

abzeichnet, die im wesentlichen durch gesetzliche Änderungen auf Bundesebene (EPAct) bedingt ist. Der Zugang zu Transportnetzen wird sowohl durch die Entscheidung der kalifornischen Regulierungskommission als auch durch Entwicklungen in der Bundespolitik vereinfacht und damit zukünftig vermutlich auch die wettbewerbliche Situation im Bereich der lokalen öffentlichen Versorgung geändert. Die hier involvierten Unternehmen werden nach der Reziprozitätsbedingung entscheiden müssen, ob sie aktiv am Großhandelsmarkt teilnehmen möchten. Wenn sie – oder ihre lokalen Regulierer – dies möchten, müssen sie langfristig auch den Wettbewerb um Endkunden in ihrem bisherigen Versorgungsbereich zulassen. Die Beantwortung dieser Frage, ob Wettbewerb auch bei den lokalen öffentlichen Unternehmen zu erwarten ist, wird wesentlich von den weiteren preislichen Entwicklungen auf dem Großhandelsmarkt abhängen.

4.5 Übergangsprobleme: Die Competition Transition Charge

Eine in der Öffentlichkeit und auch in der akademischen Begleitung der laufenden Umstrukturierungen überaus prominente Frage ist die nach der Behandlung von sogenannten „Stranded Costs“. Stranded Costs werden in der öffentlichen Diskussion als transitorische Kosten verstanden, die durch die Umstrukturierung bedingt sind und entweder von den Stromkunden oder von den Anteilseignern der bisherigen Versorgungsmonopole zu tragen sind.⁵⁹

Aus Sicht der kalifornischen Regulierungskommission sind diese Kosten bei der Umstrukturierung explizit zu berücksichtigen. Die Kommission definiert als solche Kosten die die Marktwerte übersteigenden Restbuchwerte in den Bilanzen der Versorgungsunternehmen (CPUC 1996: 9). Diese

⁵⁹ Die in der kalifornischen Umstrukturierung verwandte Bezeichnung „Transition Costs“ für derartige Stranded Costs ist zumindest irreführend, da im wesentlichen keine durch die Umstrukturierung verursachten Kosten, sondern bereits getätigte Investitionen oder eingegangene Verpflichtungen betrachtet werden, also die Finanzierung von sunk costs behandelt wird.

können aus Erzeugungsanlagen (hier fast ausschließlich Kernkraftwerke), Stromankaufsverträgen und sonstigen Verträgen herrühren. Insofern werden zu den Vermögensbestandteilen, deren betriebswirtschaftliche Werte sich durch die Umstrukturierung ändern, auch langfristige Verträge gezählt.

Das Ziel der kalifornischen Regulierungskommission bei der Berücksichtigung dieser sunk costs ist eine Finanzierung, die (i) „wettbewerbsneutral“, (ii) „gerecht“ gegenüber den verschiedenen Kundenkategorien ist und (iii) verhindert, daß die Stromendpreise für einzelne Kundenkategorien über die Werte steigen, die sie vor der Umstrukturierung hatten.

Zur Finanzierung der sunk costs sieht die Regulierungskommission die Einführung einer Sonderabgabe auf Stromendverkäufe unabhängig vom Bezugsmodus vor, der sogenannten „Competition Transition Charge“. Die Versorgungsunternehmen sollen durch die ihnen zufließende Abgabe in die Lage versetzt werden, ihre unwirtschaftlichen Vermögensbestandteile zu 100 vH abzuschreiben. Die Ermittlung der Stranded Costs soll bis 2003 abgeschlossen werden, die Erhebung der CTC soll 2005 beendet sein.

Es bleibt festzuhalten, daß nach der kalifornischen Entscheidung die Stranded Costs die Kosten vollständig von den Stromverbrauchern zu tragen sind – unabhängig von der Tatsache, daß die Investitionsentscheidungen regelmäßig unter Duldung durch die kalifornische Regulierungskommission von den Unternehmen selbst getroffen worden sind. Es ist ferner festzuhalten, daß die oben genannten Ziele der CTC zumindest zum Teil unvereinbar sind. Die unter (iii) genannte Absicht – die Vermeidung von Preissteigerungen – führt zu der Preisobergrenze bei den „Utility Service Customers“; dies steht im offenkundigen Widerspruch zu der unter (i) genannten Zielrichtung der Wettbewerbsneutralität⁶⁰, aber auch zu dem

⁶⁰ Dieser Price-Cap kann insbesondere bei kleineren Kunden relevant werden: Deren Preise sind im Bundesdurchschnitt der USA relativ zu den Industriestrompreisen vergleichsweise niedrig. Dies kann eine im Wettbewerb tendenziell erfolgende Änderung

unter (ii) genannten Gerechtigkeitspostulat. Das Gerechtigkeitspostulat, das sich in einem vorgeschriebenen Verteilungsschlüssel der Stranded Costs via CTC auf die Kundengruppen (CPUC 1995e: 226) niederschlägt, wird durch die Preisobergrenze zumindest potentiell konterkariert.

der Preisstruktur zu Ungunsten dieser kleinen Kunden anzeigen, die durch den Price-Cap beschränkt wird.

5 Die kalifornische Stromwirtschaft zwischen Regulierung und Wettbewerb

5.1 Zur zukünftigen Rolle der Regulierungskommissionen

Die Umstrukturierung der Stromwirtschaft in Kalifornien definiert die Rolle der staatlichen Überwachungsgremien neu. Aufgabe des vorliegenden Abschnitts ist die Untersuchung, welche Änderungen sich für die Aufgabengebiete der einzelnen Regulierungskommissionen ergeben, und welches die voraussichtliche weitere Entwicklung sein wird. Dabei wird auf die kalifornische Energiekommission, auf die kalifornische Regulierungskommission und auf die Federal Energy Regulatory Commission eingegangen.

5.1.1 Energiekommission

Die Tätigkeit der 1974 als Reaktion auf die erste Ölpreiskrise geschaffene kalifornischen Energiekommission wird durch die Entscheidung vom Dezember 1995 nicht unmittelbar tangiert.⁶¹ Es dürfte aber offenkundig sein, daß die Organisation insbesondere des Großhandelsmarkts das Ende der zentralen Ressourcenplanung in der kalifornischen Elektrizitätswirtschaft einläuten wird. Die knapp zwanzig Jahre des Bestehens der kalifornischen Energiekommission waren gekennzeichnet durch einen sukzessive zunehmenden Einfluß der staatlichen Energiepolitik – und damit der Energiekommission. Diese Form des Einflusses ist mit den aktuellen Entscheidungen der kalifornischen Regulierungskommission nicht vereinbar.

Insofern wenig überraschend, machen die Stellungnahmen der Energiekommission zu den Umstrukturierungen einen etwas „hilflosen“ Eindruck.

⁶¹ Dies ist auch daran abzulesen, daß sie auf den rund 230 Seiten Haupttext nur viermal erwähnt wird und dort auch nur in ihrer Rolle als einer der vielen Teilnehmer an der öffentlichen Diskussion.

Der Kernbereich des „Integrated Ressources Planning“, also der Versuch der simultanen Planung von neuen Kraftwerken und Energieeinsparmaßnahmen im Rahmen des zentralen DSM, entfällt nach der Entscheidung im wesentlichen schon deswegen, weil die wichtigsten Adressaten dieser Planung – die integrierten Versorgungsmonopole – zukünftig selbst entfallen und in Verteilungsgesellschaften transformiert werden.

Die Energiekommission betont in ihren Stellungnahmen (z.B. CEC 1994; 1995b: Kapitel 1) zwar ihre Unterstützung einer wettbewerbsorientierten Reform der Regulierung, warnt aber zugleich vor den mit einer solchen Reform verbundenen Risiken für die Versorgungssicherheit und die Berücksichtigung externer Effekte in der Stromversorgung. Aus Sicht der Energiekommission besteht die Notwendigkeit einer weiterhin aktiven Rolle der CEC in der Energiepolitik, die aber erst noch gefunden werden muß.

In den jüngsten Stellungnahmen der Energiekommission (vgl. z.B. CEC 1996a; 1996b) zeichnet sich ein Schwenk in der Ausrichtung der Kommissionsarbeit von der direkten Ressourcenplanung hin zu einer wohl am ehesten als „Consulting-Tätigkeit“ zu bezeichnenden Aufgabe ab. Deren Ergebnisse sollen privaten und staatlichen Entscheidungsträgern zur Verfügung gestellt werden.

5.1.2 Kalifornische Regulierungskommission

Die Ausführungen zur neuen Markstruktur in der kalifornischen Stromversorgung haben bereits eine Reihe von Aufgabenfeldern der Regulierungskommission genannt, die an dieser Stelle zusammengefaßt und um einige weitere Aspekte ergänzt werden sollen. Folgende Regulierungen, die nach der Entscheidung vom Dezember 1995 von der CPUC durchgeführt werden sollen, können unterschieden werden:

- Die Etablierung des ISO und der Strombörse: Deren Schaffung ist zwar primär von der Federal Energy Regulatory Commission zu genehmigen, deren interne Strukturen müssen aber den Vorgaben der kalifornischen Regulierungskommission genügen.

- Die Vorschrift, wonach sukzessiv zunehmende Strommengen durch die Übertragungsleitungen geleitet werden müssen, die Gegenstand von Direktlieferverträgen sind (wenn die Kunden dies wünschen).
- Die Vorschrift, wonach die Nachfolgeunternehmen der privaten Versorgungsmonopole in den ersten fünf Jahren dazu verpflichtet werden, ihre gesamte Stromerzeugung über die Strombörse zu handeln und den gesamten Strombedarf der sogenannten Utility Service Customers von der Börse zu beziehen.
- Die Vorschrift, wonach Lieferverträge oder finanzielle Sicherungsgeschäfte (CfDs) zwischen Tochtergesellschaften derselben Holding auch nach der fünfjährigen Übergangsperiode verboten bleiben.
- Die Vorschrift, daß Strom für die Versorgung von Utility Service Customers auch nach Abschluß der Übergangsperiode vollständig von der Strombörse bezogen werden soll.
- Die Vorschrift, daß auch in den Verteilungsnetzen der Marktzugang Dritter zugelassen werden muß, also die Verteilungsnetze einem Common Carrier-Status unterliegen und die Verteilungsleistungen weiter von der kalifornischen Regulierungskommission preisreguliert werden.
- Die Vorschrift, wonach die bisherigen Versorgungsunternehmen ihre interne Unternehmensorganisation umstrukturieren müssen. Dies schließt eine eindeutige Zuordnung von Vermögens- und Verbindlichkeitspositionen zu den jeweiligen Geschäftsfeldern
- Die Vorschrift, wonach die bisherigen Gebietsmonopolisten sich „freiwillig“ von 50 vH ihrer fossilen Erzeugungskapazität trennen sollen.
- Die Vorschrift, wonach zumindest in der Zeit bis zur endgültigen Ermittlung der Stranded Costs die Erzeugungsanlagen der Regulierung durch die kalifornischen Regulierungskommission unterliegen.

- Die Vorschrift, auch weiterhin eine Unterstützung für geringverdienende Stromkunden zu gewähren, die über einen Aufschlag auf die Stromrechnung finanziert werden soll (CPUC 1995e: 226).
- Die Vorschrift, wonach die Preise einschließlich der CTC für Utility Service Customers nicht über den Stand am 1. Januar 1996 steigen dürfen.

5.1.3 Federal Energy Regulatory Commission

Die Entscheidung der kalifornischen Regulierungskommission hat weitreichende Folgen für die Zuständigkeit der Federal Energy Regulatory Commission in der kalifornischen Stromversorgung. Generell gilt, daß sich eine Verschiebung der Zuständigkeiten „zu Ungunsten“ der kalifornischen Regulierungskommission abzeichnet. Die Schaffung des ISOs und der Strombörse müssen von der Federal Energy Regulatory Commission genehmigt werden. Diese wird zukünftig für die Regulierung dieser beiden Organisationen zuständig sein (CPUC 1995e: 44). Faktisch erhält die Federal Energy Regulatory Commission durch die Umstrukturierung die Kompetenz, wesentliche Aspekte des Stromeinzelhandels indirekt (über die Preisbildung des ISO und der Strombörse) zu regulieren. Bisher überwachte die Federal Energy Regulatory Commission im wesentlichen den Handel zwischen Versorgungsunternehmen und nicht die Stromerzeugung und die -übertragung als solche.

Es ist nach den Entscheidungen der FERC in den letzten Jahren zu vermuten, daß sie in die Tätigkeit des ISO und der Börse relativ wenig in eingreifen wird, sondern den Marktinstitutionen weitaus größeren Spielraum bei der Preisbildung einräumen wird, als dies bisher bei Großhandelsgeschäften der Fall war.⁶²

⁶² Vgl. zu einer Analyse der gegenwärtigen Politik der FERC Kumkar (1996). Die FERC (1994: 2) geht in einer wichtigen eigenen Stellungnahmen explizit auf die Einrichtung eines Großhandelspools in Kalifornien ein und läßt eine positive Beurteilung

5.2 Zur Teilnahmepflicht an der Strombörse

Die kalifornische Umstrukturierung der Stromwirtschaft basiert auf der Annahme, daß die Stromerzeugung im Prinzip wettbewerblich organisiert werden kann. Als wesentliches Hindernis auf dem Weg zu Wettbewerb in der Erzeugung wird der Zugang der Erzeuger zur knappen Netzinfrastruktur angesehen. Wenn – wie in der kalifornischen Regulierungskommission (und in der Federal Energy Regulatory Commission) – davon ausgegangen wird, daß der Betrieb solcher Netzanlagen weiterhin signifikante Größenvorteile aufweist, ist der Zugang zu diesen Netzanlagen unter Umständen zu regulieren bzw. zu überwachen – um Wettbewerb in der Erzeugung zu ermöglichen. Diese Regulierung hat aus der Sicht der Regulierungskommissionen das Ziel, Marktmachtprobleme so zu begrenzen, daß das Monopol auf dem Übertragungssektor nicht auf den Erzeugungssektor übertragen wird, wie es nach Überzeugung der Regulierungskommissionen in der Vergangenheit der Fall war.⁶³

Die grundsätzliche Frage bei allen wettbewerblichen Umstrukturierungen der Stromwirtschaft ist nun, welchen Instanzen diese Abstimmungs- oder Koordinierungsfunktion zugewiesen wird. Recht schnell entwickelte sich in der kalifornischen Debatte eine Konsens dahingehend, daß der Betrieb der Übertragungsanlagen aus der alleinigen Verfügung des Netzeigentümers herausgenommen und die Rolle der technischen Koordinierung einem „neutralen“ unabhängigen Netzbetreiber überantwortet werden soll. Hier wird also ein natürliches Monopol vermutet, das weiterhin reguliert werden soll.

erkennen, die auf eine weitgehend passive Rolle der FERC nach Etablierung solcher Marktinstitutionen schließen läßt.

⁶³ Monopole in den Verteilungsnetzen hingegen können den Wettbewerb in der Erzeugung kaum beeinflussen, weil die Stromflüsse weitgehend eindirektional verlaufen. Hier hat die Beantwortung der Frage, welches Kraftwerk den Strom erzeugt hat, kaum Auswirkungen auf die Lastflüsse.

Von dieser Etablierung eines unabhängigen Netzbetreibers wird eine Reihe von Vorteilen erwartet:

1. Zum einen soll die Etablierung eines unabhängigen Netzbetreibers die Nutzung des Netzes transparent und „diskriminierungsfrei“ gewährleisten.
2. Des weiteren sollen durch die eben genannten Netzzugangsbedingungen Effizienzgewinne durch Ausschöpfung von Integrations- bzw. Koordinierungserträgen ermöglicht werden. Dies drückt die Erwartung aus, daß die Integration aller Kraftwerke in ein staatsweites Übertragungssystem die kurzfristigen Erzeugungskosten im Gesamtsystem senken wird (CPUC 1995e: 29).
3. Erhofft wird auch eine Verbesserung der Anreize für den Netzbetreiber und damit eine Erhöhung der Effizienz im Investitionsbereich gegenüber dem Status quo, in dem sich der jeweilige Betreiber in Planung und Betrieb im wesentlichen um die Anbindung seiner eigenen Erzeugungs- und Entnahmestellen kümmerte und so andere Erzeuger vernachlässigte oder behinderte.
4. Ferner soll es durch die Etablierung des unabhängigen Systembetreibers ermöglicht werden, ein konsistentes Preissystem mit effizienten Signalen für den Betrieb und den Ausbau des Gesamtsystems zu entwickeln.

Letztlich ist diese Etablierung eines unabhängigen Netzbetreibers ein massiver Eingriff in die Eigentumsrechte des netzbesitzenden Unternehmens, der durch die erhofften Effizienzgewinne gerechtfertigt sein soll.⁶⁴ Das bisher private Gut wird in ein Clubgut transformiert. Über diese Frage herrschte in der kalifornischen Diskussion weitgehende Einigkeit (vgl. auch Stalon und Woychik 1995: 64, 66).

⁶⁴ Diesen weitgehenden Eingriff in bestehende Eigentumsrechte haben die betreffenden Unternehmen wohl akzeptieren müssen, da die mit weitreichenden Befugnissen ausgestatteten Regulierungsinstanzen andernfalls fühlbare Senkungen der Unternehmensgewinne veranlassen könnten.

Keine Einigkeit war hingegen in der Diskussion um die genauen Aufgaben dieses unabhängige Systembetreibers und die Regeln für den Betrieb des Netzes zu erzielen. In der endgültigen Entscheidung der Regulierungskommission wird ein Common Carrier-Modell präferiert, das durch einen im Prinzip freiwilligen Pool ergänzt wird. Dabei werden aber offenbar bei der Organisation der Strombörse Elemente eines natürlichen Monopols vermutet. Anders ist die Zwangsmitgliedschaft der großen Versorgungsunternehmen bei freiwilliger Mitgliedschaft der kleineren Unternehmen kaum zu begründen. In der Tat scheint die Vermutung, daß bei der Großhandelsorganisation Größenvorteile vorliegen, nicht unplausibel. Die direkten bilateralen und multilateralen Verträge könnten durch hohe Informations- und Transaktionskosten gekennzeichnet sein, die eine Einsatzplanung der einzelnen Kraftwerke durch einen organisierten Markt als a priori effizient erscheinen lassen. Auch ist die Ermittlung effizienter Übertragungsgebühren in Grenzen interdependent mit der Ermittlung transparenter Erzeugungskosten. Insofern kann die Einrichtung einer transparenten und liquiden Strombörse dazu beitragen, die Informationskosten zu senken und dadurch eine effiziente Stromerzeugung und -versorgung ermöglichen. Unter Liquidität wird in diesem Zusammenhang die Möglichkeit verstanden, jederzeit Strom kaufen oder verkaufen zu können.

Wenn Größenvorteile der Koordinierung der Erzeugung in der Strombörse vorliegen, impliziert dies allerdings noch nicht zwingend die Notwendigkeit von Marktaustrittsbarrieren in Form einer Zwangsmitgliedschaft einzelner Unternehmen an dieser Börse und damit an der zentralen Kraftwerkseinsatzplanung. Diese Zwangsmitgliedschaft macht ökonomisch u.U. erst dann Sinn, wenn Marktmanipulationsmöglichkeiten durch die großen Stromerzeuger unterstellt werden, die etwa ihre eigene Kraftwerkseinsatzplanung beibehalten könnten, unabhängigen Erzeugern den Zugang zu diesen Koordinierungsinstrumenten verwehren und insgesamt die „offizielle“ Strombörse durch ihr Verhalten illiquide halten.

Damit ist die Frage der horizontalen Marktmacht angesprochen, die bei der kalifornischen Umstrukturierungsdebatte eine prominente Rolle spielt. Die drei großen Stromerzeuger sind (noch) im Besitz der Mehrzahl der Kraftwerke in Kalifornien. Es wird befürchtet, daß diese Marktmacht ausgenutzt werden kann, den Großhandel zu manipulieren. Es kann an dieser Stelle nicht abschließend beurteilt werden, ob diese Marktmacht tatsächlich im befürchteten Ausmaß gegeben ist. Es sollte aber grundsätzlich beachtet werden, daß durch rechtliche Veränderungen auf Bundesebene der Zugang von Stromanbietern auf den kalifornischen Markt erheblich erleichtert wird. Insofern kann alleine der hohe Marktanteil, den die drei privaten kalifornischen Versorgungsunternehmen bisher inne haben, kaum als Indikator für eine geringe potentielle Wettbewerbsintensität herangezogen werden. Wenn, wie beabsichtigt, das Übertragungsnetz auch für Anbieter außerhalb Kaliforniens geöffnet wird, so ist allein dadurch die Marktmacht der bisherigen Monopolisten gefährdet.

Es ist daher anzunehmen, daß die vermutete Marktmacht der großen Erzeuger, die eine Zwangsmitgliedschaft in der Börse rechtfertigen könnte, ein mittel- bis langfristig schwindendes Phänomen ist. Daraus folgt, daß die Frage, ob eine Pflichtbörse notwendig ist, spätestens dann neu zu stellen ist, wenn die neue Marktstruktur fest etabliert ist und Erfahrungen über den Markteintritt neuer Erzeuger aus Kalifornien oder aus anderen Bundesstaaten vorliegen.

5.3 Zu den erwarteten Auswirkungen der Reformen auf die Strompreise

Erklärtes Ziel der Reformpolitik in Kalifornien ist eine Senkung der Strompreise. Von besonderem Interesse ist daher die Frage, ob die kalifornischen Reformen geeignet sind, die oben genannten Gründe für die hohen Strompreise zu beseitigen. Eine Ursache war die bisherige Unterstützung bestimmter Primärenergien und Erzeugungstechnologien: In diesem Bereich gilt generell, daß die Verträge nach dem PURPA von

abnehmender Bedeutung sind, also regulierte Einspeisungsverträge tendenziell weniger Einsatz in der kalifornischen Stromversorgung finden. Hinzu kommt, daß die Preisregulierung der Einspeisungsverträge – wo sie auch zukünftig gesetzlich vorgesehen ist – durch die Etablierung eines offenen und transparenten Großhandelsmarktes in Form einer Strombörse erheblich erleichtert wird. Es bestehen also realistische Chancen, daß die Einspeisungstarife in Zukunft nicht derart drastisch von den tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung abweichen werden, wie dies in der Vergangenheit zu beobachten war.

Der andere Grund für die hohen Strompreise, der Monopolstatus im Bereich der Stromerzeugung, wird durch die Etablierung eines offenen Großhandels und der Entflechtung der bisherigen Gebietsmonopolisten angegangen. Es wird maßgeblich von der weiteren Entwicklung des Wettbewerbs zwischen den Erzeugern abhängen, ob sich tatsächliche Effizienzgewinne einstellen. Insbesondere die Verlagerung der Risikoträgerschaft bei Kraftwerksinvestitionen von den Endkunden hin zu den Stromerzeugern ist eine Voraussetzung für eine gesamtwirtschaftlich effizientere Investitionspolitik. Eine weitere Voraussetzung für Wettbewerb schafft die Ausgestaltung des ISO und der Strombörse, die unter anderem gewährleisten, daß Anbieter aus anderen Bundesstaaten zu gleichen Bedingungen wie heimische Anbieter in den Markt eintreten können.

Die Einführung der Sonderabgabe zur Finanzierung unwirtschaftlicher Erzeugungsanlagen (CTC), die als Erbe der Regulierung in der Stromerzeugung zu interpretieren ist, wird allerdings sofortigen Senkungen von Endkundenpreisen Grenzen setzen. Allgemeine Strompreissenkungen sind wohl erst in der mittleren Frist zu erwarten. Gleichwohl sind auch in der kurzen Frist durch neue Tarif- und Vertragsformen Möglichkeiten gegeben, die individuellen Strombezugskosten zu senken und die volkswirtschaftlichen Kosten der Strombereitstellung zu verringern. Derartige Änderungen, beispielsweise hin zu zeitvariablen Preisen, sind zu erwarten, da durch die

Entscheidungen der Regulierungskommission auch auf der Einzelhandelsebene zunehmend Wettbewerbsmechanismen eingeführt werden.

6 Fazit

Die neue Marktstruktur bedeutet eine fundamentale Änderung des Stromsektors in Kalifornien. An die Stelle der vertikal und horizontal integrierten Gebietsmonopole, die von der Erzeugung über die Übertragung und die Verteilung in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten dafür zuständig waren, die Endkunden zu kostenregulierten Preisen mit Strom zu beliefern, treten neue Marktorganisation, neue Regulierungsansätze und neue Unternehmen. Besonders drastisch werden die Auswirkungen auf der Erzeugungsebene sein, in der zukünftig unabhängige Stromerzeuger direkt mit den großen etablierten Erzeugern konkurrieren werden. Die Etablierung eines offenen Großhandelsmarktes und die Schaffung eines Common Carrier Modells im Bereich der Netzinfrastruktur schaffen die Voraussetzung dafür, daß die Stromerzeugung zukünftig stärker an Effizienzkriterien ausgerichtet wird, als dies bisher der Fall war.

Durch die Entscheidung der kalifornischen Regulierungskommission vom Dezember 1995 werden weitreichende Umstrukturierungen des Elektrizitätssektors eingeleitet. Im Zuge der Reformen werden zwei neue, zentrale Marktorganisationen etabliert: Der von einer Strombörse organisierte Erzeugungspool, dem die drei großen vertikal integrierten – ehemaligen – Gebietsmonopolisten zwangsweise und kleinere Erzeuger auf freiwilliger Basis angehören, und die kurzfristige Kraftwerkseinsatzsteuerung durch den unabhängigen Betreiber des Übertragungsnetzes. Letztere basiert auf den Geboten sowohl von der Strombörse als auch von den Parteien der bilateralen Verträge. Insofern wird ein kurzfristiger organisierter Markt als 24-Stunden- und 1-Stunden-Terminmarkt und ein sehr kurzfristig orientierter Spotmarkt eingerichtet. Im Prinzip ist das kalifornische Modell durch weitere Pools neben der Strombörse erweiterbar. Diese könnten dann in Konkurrenz zur zentralen Strombörse alternative Formen der Auktion entwerfen.

Damit kann die kalifornische Umstrukturierung als bisher weitreichendste Fortsetzung der langjährigen Versuch der Federal Energy Regulatory Commission aufgefaßt werden, verstärkt auf den Wettbewerb in der Stromversorgung zu setzen. Als eine *erste* Konsequenz ergibt sich in Kalifornien eine Erosion des Modells des integrierten Versorgungsunternehmens als dominierendem Organisationsprinzip der Stromversorgung. Als *zweite* Konsequenz ergibt sich, daß eine Vielzahl der gesetzlichen und regulatorischen Bestimmungen, die historisch auf ein privates, staatlich reguliertes Versorgungsunternehmen zugeschnitten waren, nach Fortfall dieses Unternehmenstyps obsolet werden.

Als *dritte* Konsequenz der kalifornischen Umstrukturierung ergibt sich die Beseitigung zentraler, direkter Ressourcenplanung durch den Staat. Diese war bisher konstituierendes Prinzip gerade der kalifornischen Energiepolitik.⁶⁵ Dies hat Konsequenzen in anderen Feldern der Politik, etwa im Bereich der Umweltpolitik oder der Technologiepolitik. Deren Regelungen waren im bisherigen System zu weiten Teilen den Unternehmen (via reguliertem Strompreis auf Kosten der Endkunden) direkt als Vorschriften auferlegt. Die Reformen implizieren dabei nicht die Revision der Ziele kalifornischer Umweltpolitik. Diese Ziele werden zum überwiegenden Teil durch die neue Marktform weiterverfolgt. Zum Beispiel werde die Ziele des Demand Side Management bei der Etablierung von Wettbewerb auf der Einzelhandelsebene automatisch stärker dezentral verfolgt; regenerative Energien haben durch den transparenten Großhandel neue Chancen, ihre Wettbewerbsfähigkeit unter Beweis zu stellen.

⁶⁵ Dies ergibt sich auch aus der Überlegung, daß eine wesentliche Rechtfertigung für das zentrale „Integrated Resources Planning (IRP)“ und das darin eingebettete DSM in den in der Rate-of-Return Regulierung angelegten Fehlanreizen hinsichtlich des Faktoreinsatzverhältnisses liegt. Mit dem Wegfall der Gewinnregulierung bei der Stromerzeugung entfällt dieser Grund für eine Verzerrung bei den Investitionsentscheidungen und damit eine wichtige Grundlage für das IRP und das zentrale DSM.

Auch wenn die Beantwortung der Frage offen bleibt, ob die Umstrukturierung hinsichtlich der Etablierung eines Pflichtpools für die drei ehemaligen Monopolisten sinnvoll ist, es kann kaum ein Zweifel daran bestehen, daß die Etablierung eines effektiven Wettbewerbs in der Stromerzeugung Chancen für Effizienzerhöhungen verspricht. Dabei sollten die Erwartungen zu sofortigen Preissenkungen nicht zu hoch angesetzt werden: Die Einführung einer Abgabe zur Finanzierung bestehender unwirtschaftlicher Erzeugungsanlagen sowie die Preisobergrenze für bestimmte Endnachfragergruppen läßt eine drastische Senkung der Strompreise kaum erwarten. Effizienzerhöhungen, die sich in allgemeinen Preissenkungen niederschlagen, sind im wesentlichen erst im Zeitablauf zu erwarten. Es erwachsen durch die Erweiterung der Tarif- und Vertragsformen aber bereits in kurzer Sicht Möglichkeiten, zum einen die individuellen Strombezugskosten zu senken und auf der anderen Seite die volkswirtschaftlichen Kosten der Strombereitstellung zu verringern.

Anhang A: Netznutzungsplanung und -koordinierung durch den ISO gemäß der Entscheidung vom Dezember 1995

Der ISO ist zuständig für den Betrieb der Übertragungsnetzanlagen. Zur Sicherstellung der Systemstabilität muß dabei der Einsatz der angeschlossenen Kraftwerke derart koordiniert werden, daß Netzengpässe Berücksichtigung finden, Netzhilfsdienstleistungen ausreichend bereitgehalten werden, besondere Maßnahmen bei Notfällen ergriffen werden können und ein Echtzeitausgleich von Einspeisungen und Entnahmen unter Berücksichtigung der Netzverluste gewährleistet wird. Zusätzlich ist dem ISO die Aufgabe zugewiesen worden, für die Netznutzung Preisvektoren zu ermitteln, die Anreize für eine effiziente Nutzung der Übertragungsanlagen schaffen. Der ISO soll im wesentlichen durch diese Preisbildung und durch intensive Informationsbereitstellung die beteiligten Akteure dazu anhalten, freiwillig Maßnahmen zur Berücksichtigung von potentiellen Netzengpässen zu ergreifen und nur im Ausnahmefall selbst in die Kraftwerkseinsatzplanung eingreifen.

Im folgenden werden drei Kategorien der Netznutzungsplanung und -koordinierung unterschieden, die jeweils unterschiedliche Planungszeiträume und entsprechende – unterschiedliche – Koordinierungsmechanismen betreffen: Zum einen die 24-Stunden-Planung vor dem jeweiligen Tag und zum zweiten die 1-Stunden-Planung vor der jeweiligen Stunde des nächsten Tages. Diese beiden Planungsebenen sind faktisch mit der Etablierung von zwei kurzfristigen **Terminmärkten** für die Netznutzung verbunden. Hinzu kommen zum dritten die **Echtzeitmechanismen**, die Abweichungen von den Planungen in den beiden „Terminmärkten“ und der tatsächlichen Netznutzung betreffen.⁶⁶

⁶⁶ Die hier gewählte Darstellung ist stark vereinfacht. Detaillierte Beschreibungen der zugrunde liegenden Prinzipien der Netznutzungsplanung und -koordinierung durch den ISO finden sich in CPUC (1996c: insbesondere 28–43); die angestrebte praktische Ausgestaltung ist PG&E et al. (1996a: insbesondere Appendix C) zu entnehmen.

i) 24-Stunden-Planung

Einen Tag vor dem Tag, für den die Planungen durchgeführt werden, liefern die sogenannten *Planungskoordinatoren* (Strombörse, Direktvertragsparteien)⁶⁷ Angaben über die voraussichtlichen stündlichen Einspeisungen und Entnahmen in das gemeinsam genutzte Netz. Diese Angaben schließen Angaben über erwarteten Käufe von Netzhilfswdienstleistungen, die vom ISO bereitgestellt werden müssen, ein.

Die Strombörse erhält Gebote derjenigen Teilnehmer, die am 24-Stunden-Terminmarkt der Börse teilnehmen möchten sowie Angaben über die sogenannten „must-take“-Einspeisungen.⁶⁸ Die Strombörse überprüft daraufhin, ob die „must-take“-Einspeisungen die erwartete Nachfrage an der Börse überschreitet. In diesem Fall treten außerbörsliche Rationierungsmechanismen in Kraft. Im anderen Fall wird die Strombörse die, über die „must-take“-Einspeisungen hinausgehenden, notwendigen Einspeisungen im Rahmen der Börsenplanung ermitteln.

Auf der Grundlage der Gebote ermittelt die Strombörse den vorläufigen partiellen Kraftwerkseinsatzplan. Dies geschieht durch die Bestimmung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatz unter den voraussichtlichen Netzeng-

⁶⁷ Als Planungskoordinatoren werden Akteure bezeichnet, die die Netznutzung direkt mit dem ISO koordinieren. Dies ist zum einen die Strombörse, die stellvertretend für ihre Teilnehmer (Erzeuger und Abnehmer) auftritt. Zum anderen sind dies Vertreter der Direktvertragsparteien, die entweder selbst als Planungskoordinatoren fungieren oder mehrere Vertragsparteien vertreten. Kennzeichen des Planungskoordinators ist, daß sich die von ihm vertretenden geplanten Einspeisungs- und Entnahmenvorgänge sich in der Summe ausgleichen müssen, daß also tatsächlich „Durchleitungen“ durch das Netz organisiert werden. Für die Behandlung von reinen „Nettoeinspeisungen“ oder „Nettoentnahmen“ ist eine Marktorganisation wie die Strombörse zuständig, nicht der ISO als Netzbetreiber.

⁶⁸ „Must-take“-Einspeisungen sind vertraglich gebundene Einspeisungen, die nicht von der Börse geplant oder gesteuert werden können. Darunter fallen viele Einspeisungen von QFs und andere Großhandelsgeschäfte. Auch die Kernkraftwerke unterliegen nicht der Einsatzplanung durch die Strombörse und werden daher als „must-take“-Einspeisungen behandelt.

paßbedingungen. Die Planungskoordinatoren der Direktverträge gehen analog vor. Alle Planungskoordinatoren übermitteln dem ISO ihre vorläufigen partiellen Kraftwerkseinsatzpläne. Zusätzlich liefern sie dem ISO zusätzlich Angaben über inkrementale und/oder dekrementale Gebote, die vom ISO im Rahmen der Beseitigung von Netzengpässen benutzt werden können. Die Preise für Abweichungen von den vorläufigen partiellen Kraftwerkseinsatzplänen, die durch Netzengpässe notwendig werden können, sind für die gesamte 24-Stunden-Planung bindend. Alle Koordinatoren können zu diesem Zeitpunkt auch Gebote für die zentrale Bereitstellung von Netzhilfsdienstleistungen abgeben.

Der ISO ermittelt mit den von den Planungskoordinatoren gelieferten partiellen Angaben zunächst einmal den erwarteten Zustand des Netzes, stellt also Netzengpässe aufgrund der vorläufigen 24-Stunden-Planungen fest. Stellt der ISO keinerlei erwartete Engpässe fest, so teilt er dies den Koordinatoren mit. Damit wäre die 24-Stundenplanung beendet.

Sind Netzengpässe zu erwarten, bestimmt der ISO mit Hilfe der inkrementalen und dekrementalen Gebote einen kostenminimalen revidierten Kraftwerkseinsatzplan. Kostenminimal ist diese Berechnung insofern, als die Kosten der Engpaßbeseitigung nach den hierzu abgegebenen inkrementalen und dekrementalen Geboten minimiert werden. Es werden Engpaßpreise berechnet, die bei vollständiger Akzeptanz des revidierten Plans durch alle Beteiligten die Grundlage von Zahlungen aller Akteure für die Nutzung der Übertragungsanlagen bilden, deren Kapazitätsengpässe bindend sind.

Wird der revidierte Plan nicht akzeptiert, übermitteln die Planungskoordinatoren dem ISO ihrerseits die von ihnen gewünschten revidierten Einsatzpläne. Der ISO prüft diese Änderungen darauf, ob insgesamt die Netzengpässe beseitigt werden. Wenn dies der Fall ist, ist nunmehr die 24-Stunden-Planung abgeschlossen. Andernfalls bestimmt der ISO einen nochmals revidierten, endgültigen Kraftwerkseinsatzplan. Wiederum orientiert sich der ISO dabei an den ursprünglich abgegebenen inkrementalen und dekrementalen Geboten.

Die Strombörse veröffentlicht auf der Basis dieses Plans die stündlichen Terminpreise. Sie unterscheiden sich räumlich um die Kosten für die Beseitigung der Netzengpässe. Diese Kosten werden durch die vom ISO akzeptierten inkrementalen und dekrementalen Gebote bestimmt. Die Kosten können als „Transportkosten“ interpretiert werden; die Differenzen der regionalen Börsenpreise entsprechen den (Grenz-)Kosten des Transports von Strom zwischen diesen beiden Orten im Übertragungsnetz.

ii) 1-Stunden-Planung

Der Abschluß der 24-Stunden-Planung bedeutet nicht, daß die individuellen Planungen des Kraftwerkseinsatzes abgeschlossen sein müssen. Die Planungskoordinatoren können – unter Berücksichtigung der ihnen insgesamt entstehenden Kosten – weiterhin Änderungen bis eine Stunde vor dem Kraftwerkseinsatz vornehmen. Zu diesem Zweck wird eine weitere Planungsperiode definiert, die jeweils eine einzelne Stunde des Einsatztages umfaßt. Der ISO muß dabei nur Änderungen akzeptieren, die entweder keine Anpassungsänderungen bei anderen Akteuren oder Änderungen implizieren, die durch Gebote für diese 1-Stunden-Periode abgedeckt werden können. Praktisch könnte das zum Beispiel so aussehen, daß eine erhöhte Einspeisung an einem Ort nur dann akzeptiert wird, wenn am gleichen Ort eine andere Einspeisung reduziert werden kann, weil für diese 1-Stunden-Periode ein dekrementales Gebot abgegeben wurde.

Das Verfahren für diese 1-Stunden-Planung ähnelt dem für die 24-Stunden-Periode: Der ISO überprüft eine Stunde vor dem tatsächlichen Einsatz der Kraftwerke zuerst, ob die in den partiellen 1-Stunden-Planungen vorgenommenen Änderungen kompatibel sind, d.h. keine Netzengpässe verursachen würden. Ist dies der Fall, ist die 1-Stunden-Planung abgeschlossen. Wenn Netzengpässe zu erwarten sind, nimmt der ISO – basierend auf den inkrementalen und dekrementalen Geboten der 1-Stunden-Planung – eine Revision vor. Der ISO übermittelt die revidierten, endgültigen Einsatzpläne den Planungskoordinatoren. Die im Rahmen dieser 1-Stunden-Planung ermittelten Preise für die Nutzung von Übertragungs-

kapazität an Netzenspaßpunkten dienen der Bepreisung von Übertragungsmengen im Rahmen der 1-Stunden-Planung, die von der 24-Stunden-Planung abweichen.

iii) Echtzeitsteuerung

Die beiden eben beschriebenen Verfahren dienen der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes über festgelegte Planungsperioden. In der Echtzeitsteuerung werden sich aber beispielsweise wegen stochastischer Nachfragevariationen oder plötzlicher technischer Problemen immer Abweichungen von der vorherigen Planungen ergeben. Es liegt primär in der Verantwortung des ISO, auf derartige Ereignisse zu reagieren und die Systemstabilität zu erhalten. Zu diesem Zweck akquiriert er bereits im Rahmen der 24-Stunden- und 1-Stunden-Planungen Netzhilfsdienstleistungen wie beispielsweise die Warmreserve. Der ISO wird dann z.B. bei Ausfall eines eingeplanten Kraftwerkes sofort dafür sorgen, daß ein als Reserve bereitgehaltenes Kraftwerk hochgefahren wird. Der im Rahmen dieser Echtzeitanpassung zusätzlich erzeugte Strom wird zu Preisen bewertet, die sich aus dem Geboten der Anbieter der Netzhilfsleistungen ergeben.

Anhang B: Die Strombörse: Auktionsverfahren und Ermittlung der Marktpreise

Die Strombörse ermittelt aus den Erzeugungs- und Nachfragegeboten der Börsenteilnehmer einen partiellen vorläufigen Kraftwerkseinsatz- und Entnahmeplan. Ziel ist die kostenminimale Kombination von Kraftwerkeinheiten unter technischen Restriktionen und unter der Bedingung, daß die Erzeugungsmenge bei den sich ergebenden Preisen der Nachfragemenge entspricht.⁶⁹

i) Gebote von der Erzeugungs- und der Nachfrageseite

Die Anbieter liefern Gebote für die Erzeugung von Strom in jedem ihrer Kraftwerken für jede Stunde des nächsten Tages. Diese Gebote müssen Angaben über technische Spezifika der Anlagen sowie über Preise und Mengen enthalten.

Die Preis-Mengegebote bestehen aus drei Kategorien:

1. Dem start-up-Gebotspreis, dem minimalen Fixpreis, der für die Verfügbarkeit des Kraftwerks in der 24-Stunden-Planungsperiode gezahlt werden muß;
2. dem no-load-Gebotspreis, dem minimalen Fixpreis, der für die Verfügbarkeit des Kraftwerks in jeder Stunde bezahlt werden muß, in der das Kraftwerk unabhängig von der tatsächlichen Erzeugung bereitgehalten wird;
3. dem Energiegebotspreis, der für positive Erzeugungsmengen gezahlt werden muß. Dieser Energiegebotspreis kann für unterschiedliche

⁶⁹ Die hier gewählte Darstellung ist stark vereinfacht. Detaillierte Beschreibungen der zugrunde liegenden Prinzipien der Preisbildungsungsverfahren in der Strombörse finden sich in CPUC (1996c: insbesondere 47–61); die angestrebte praktische Ausgestaltung der Preisbildungsprozesse ist PG&E et al. (1996b: insbesondere 39–52) zu entnehmen.

Auslastungen eines Kraftwerks variieren, entweder in diskreter oder kontinuierlicher Funktionsform.

ii) Preisermittlung

Die Strombörse bildet aus den Geboten für die einzelnen Erzeugungseinheiten und den Nachfragegeboten (die für die Nachfrager, die keine Direktverträge besitzen, abgegeben werden müssen) einen vorläufigen partiellen Erzeugungsplan, der für die 24-Stunden-Periode die Kosten der Strombereitstellung minimiert.

Der vorläufige partielle Kraftwerkseinsatzplan berücksichtigt die zu erwartenden Engpässe im Übertragungssystem und die zu erwartenden Netzverluste: Im ersten Schritt werden die gesamten Nachfragegebote für einen bestimmten Netzbereich aggregiert und damit die lokalen Nachfragefunktionen ermittelt. Im nächsten Schritt werden die dazugehörigen lokalen Angebotsmengen ermittelt. Von diesen werden die „must-take“-Einspeisungen abgezogen. Die restliche Strommenge wird von der Börse nach den Geboten der Erzeuger unter Beachtung diverser technischer Restriktionen hinsichtlich der Flexibilität der einzelnen Kraftwerke geplant.

Technisch ist dies ein computergestützter Optimierungsprozeß, der eine kostenminimale Erzeugung der benötigten Strommenge zum Ziel hat. Planungs- und Optimierungsperiode ist in einem ersten Schritt die 24-Stunden-Periode des nächsten Tages. Der resultierende partielle vorläufige Kraftwerkseinsatzplan wird dem ISO übermittelt. Der ISO wird bei Netzengpässen Änderungen dieses Plans vorschlagen, die in einem mehrstufigen Prozeß in den endgültigen 24-Stundenkraftwerkseinsatzplan mündet.

Der sich aus diesem Prozeß ergebende Vektor der Börsenpreise weist folgende Charakteristika auf:

- Der Marktpreis, der in der jeweiligen Stunde durch das Gebot des Grenzerzeugers bestimmt wird, wird mindestens so hoch sein wie die

Summe des no-load-Gebotspreises und des relevanten Energie-Gebotspreises.

- Der Marktpreis schließt den start-up-Gebotspreis zumindest teilweise ein, so daß jeder Bieter, der zum Zuge kommt, über die 24-Stunden-Periode mindestens seinen vollen start-up-Gebotspreis erhält. Läuft also das betreffende Grenzkraftwerk in der 24-Stunden-Planungsperiode zwei Stunden, so werden 50 vH des start-up-Werts im Marktpreis berücksichtigt.
- Der Marktpreis liegt nicht über dem Gebot des letzten berücksichtigten Nachfragers.
- Wenn das Angebot hinreichend zur Befriedigung der Nachfrage ist, bestimmt das Grenzgebot den Marktpreis.
- Wenn die Nachfrage das Angebot bei einem durch die Erzeugungsseite bestimmten Preis übersteigt, wird der Marktpreis durch das letzte berücksichtigte Nachfragegebot bestimmt. Bei fehlenden Preisgeboten der Nachfragerseite wird die Nachfrage durch einen vorher festgelegten nicht-preislichen Mechanismus rationiert und ein festgelegter Höchstpreis als Marktpreis eingesetzt.

Die eben genannten Regeln gelten jeweils für eine bestimmte Zone innerhalb des Gebiets des ISO. Die Preise können zwischen den vier Zonen dieses Gebiets differieren, wenn Netzengpässe den Kraftwerkeinsatz mitbestimmen.

Literaturverzeichnis

- Bolle, F. (1990). *Wettbewerb und Kooperation in der Elektrizitätswirtschaft: neuere Entwicklungen in den USA*. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts 39.
- Bushnell, J.B., und S.S. Oren (1994). Bidder Cost Revelation in Electric Power Auctions. *Journal of Regulatory Economics* 6: 5-26.
- California State Senate (1994). *Assembly Concurrent Resolution 143*. September 15. ACR 143.
- CEC (California Energy Commission) (1994). *California Energy Commission's First Round Reply*, Part I and II. June 8 and June 24.
- (1995a). *Description of Competitive Market Models*. January 6.
- (1995b). *1994 Electricity Report*. P300-95-002.
- (1995c). *Electrical Energy Generation in California*. December.
- (1996a). *ER Staff Testimony on: Changes in Forecasting and Resource Assessment Activities*. Prepared by H. Daniel Nix. April 19. 95-ER-96.
- (1996b). *ER Staff Testimony on: Need Conformance in the Long Run*. Prepared by Jim Hoffeis. April 19. 95-ER-96.
- CPUC (California Public Utilities Commission) (1993; 1994; 1995). *Annual Reports* 1992-93; 1993-1994; 1994-1995.
- (1994a). *Order Instituting Rulemaking on the Commission's Proposed Policies Governing Restructuring California's Electric Services Industry and Reforming Regulation*. April 20. R.94-04-031.
- (1994b). *Interim Opinion: Procedural Schedule, Call for Briefs, and Applicability of CEQA*. December 7. D.94.12.027.
- (1995a). *Status Report on Restructuring California's Electric Services Industry and Reforming Regulation*. Prepared in Response to Assembly Concurrent Resolution No. 143. January 24.

CPUC (California Public Utilities Commission) (1995b). *Order Designating Commissions Proposed Policy Decision and Requesting Comments*. D 95.05.045. May 25.

— (1995c). *Proposed Policy Decision Adopting a Preferred Industry Structure*. May 25.

— (1995d). *Customer Choice Through Direct Access: Charting a Sustainable Course to a Competitive Electric Service Industry*. Proposal and Recommendations of Commissioner Jessie J. Knight, Jr., May 25.

— (1995e). *Electric Restructuring Decision*. D.95-12-063. December 20 as modified by D.96-01-009, January 10.

— (1995f). *Electric Restructuring Proposal of Comm. J. Knight*. December 20.

— (1996). *Draft Interim Opinion*. February 5.

DOC (Department of Commerce of the United States) (lfd. Jgg.). *Statistical Abstract of the United States*.

DRA (Division of Ratepayer Advocates) (1995). *Comments of the Division of Ratepayer Advocates in Response to the Commissions OIR 94-04-031/OIR 94-04-032 on Customers Choice through Direct Access and Proposed Policy Decision adopting a Preferred Industry Structure*. July 24.

EIA (Energy Information Administration) (1978). *Monthly Electric Power Statistics*. January – December. DOE/EIA-0034 (78).

— (1986; 1992). *State Energy Price and Expenditure Report*. DOE/EIA-0376.

— (1993). *The Changing Structure of the Electric Power Industry, 1970-1991*. March 1993. DOE/EIA-0562.

- EIA (1995a). *Electric Power Annual 1994* Vol. I und II. DOE/EIA-0348(94/1), DOE/EIA-0348(94/2).
- (1995b). *Electric Sales and Revenue 1994*. November. DOE/EIA-0540(94).
- (1995c). *Renewable Energy Annual 1995*. December. DOE/EIA-0603(95).
- (1995d). *Inventory of Power Plants in the United States*. DOE/EIA-0095(94).
- (1996). *Electric Power Monthly*. March. DOE/EIA-0226(96/03).
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1994). *Alternative Power Pooling Institutions Under the Federal Power Act*. Notice of Inquiry. RM94-20-000.
- (1995). *Notice of Proposed Rulemaking and Supplemental Notice of Proposed Rulemaking*. March 29 (Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities). RM95-8-000, RM94-7-001.
- Gordon, R.L. (1992). The Public Utility Holding Company Act: The Easy Step in Electric Utility Regulatory Reform. *Regulation* Winter: 58–65.
- Henney, A. (1995). Electric Restructuring and the California "MOU". *Public Utilities Fortnightly*. October 15.
- Hogan, W.W. (1992). Contract Networks for Electric Power Transmission. *Journal of Regulatory Economics* 4: 211–242.
- (1993). Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices. *Energy Journal* 14(3): 171–200.
- (1995). A Wholesale Pool Spot Market Must be Administered by the Independent System Operator: Avoiding the Separation Fallacy. *Electricity Journal* Dec: 26–37.

- Joskow, P.L. (1987). Productivity Growth and Technical Change in the Generation of Electricity. *Energy Journal* 8 (1): 17–38.
- (1991). The Evolution of an Independent Power Sector and Competitive Procurement of New Generating Capacity. *Research in Law and Economics* 13: 63–104.
- Joskow, P.L., und R. Schmalensee (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge, Mass.
- Klopper, T., und W. Schulz (1993). *Märkte für Strom: Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland*. Schriften des Energie-wirtschaftlichen Instituts 42.
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93–112.
- (1995). Widerstände und Spannungen auf dem Weg zum Binnenmarkt für Elektrizität. *Die Weltwirtschaft* (4): 444–470.
- (1996). Wettbewerb im Stromsektor der USA: I. Re-Regulierung der Großhandelsebene. Kieler Arbeitspapiere 738. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Laffont, J.-J. (1994). The New Economics of Regulation Ten Years After. *Econometrica* 62 (3): 507–537.
- Laffont, J.-J., und J. Tirole (1993). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge, Mass.
- Oren, S.S., P.T. Spiller, P. Varaiya und F. Wu (1995). Nodal Prices and Transmission Rights: A Critical Appraisal. *Electricity Journal* 8, 24–35.
- PG&E (1996). *Comments of Pacific Gas and Electric Company on Divestiture of Generation Facilities*. March 19.

- PG&E et al. (Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas & Electric Company, Southern California Edison Company) (1996a). *Joint Application of Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas & Electric Company, and Southern California Edison Company for Authorization to Convey Operational Control of Designated Jurisdictional Facilities to an Independent System Operator*. April 29.
- (1996b). *Joint Application of Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas & Electric Company, and Southern California Edison for Authority to sell Electric Energy at Market-Based Rates using a Power Exchange*. April 29.
- Phillips, C.F. (1993). *The Regulation of Public Utilities. Theory and Practice*. 3rd Ed. Arlington, Va..
- Ruff, L. (1994). Stop Wheeling and Start Dealing: Resolving the Transmission Dilemma. *Electricity Journal* June: 24–43.
- SCE et al. (Southern California Edison Co., California Manufacturers' Association, California Large Energy Consumers' Association, Independent Energy Producers.) (1995). *Memorandum of Understanding*. September 18.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors und, R.E. Bohn (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston.
- Spulber, D.F. (1989). *Regulation and Markets*. Cambridge, Mass.
- Stalon, C., E. Woychik (1995). What Model for Restructuring? The Debate in the Competitive Power Market Working Group. *Electricity Journal* July: 63–73.
- Working Group (1995). Working Group Report "Options for Commission Consideration" in Response to Decision 94-12-0127 of the California Public Utilities Commission. OIR 94-94-04-031/OII 94-04-032.

Zucchet, M.J. (1995). Renewable Resource Electricity in the Changing Regulatory Environment. Energy Information Administration. *Renewable Energy Annual 1995*: xxv – xxxii.